

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA

Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO

**TEMA:
OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO EN EL CORTO PLAZO
BASADO EN EL MODELO PROGRAMACIÓN LINEAL ENTERA MIXTA**

**AUTOR:
SANTIAGO ROGELIO PÉREZ MORA**

**DIRECTOR:
SANTIAGO R. ESPINOSA G.**

Quito, febrero de 2015

DECLARATORIA DE AUTORÍA:

Yo, Santiago Rogelio Pérez Mora autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 27 de Febrero del 2013

Santiago Rogelio Pérez Mora
CC: 171741155-5

AUTOR

CERTIFICA:

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos del informe de la monografía, así como el funcionamiento de “Optimización del Despacho Hidrotérmico en el Corto Plazo Basado en el Modelo Programación Lineal Entera Mixta” realizada por el Sr. Santiago Rogelio Pérez Mora, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 27 de Febrero del 2015

Ing. Santiago Raúl Espinosa Gualotuña
DIRECTOR

DEDICATORIA.

*Yo, Santiago Rogelio Pérez Mora,
dedico este proyecto a mi madre
por su perseverancia y entrega.
A mi padre por su apoyo incondicional.
A mis hermanas por ser el apoyo
necesario en todas etapas de la vida.*

AGRADECIEMIENTO.

*Debo agradecer a la Universidad Politécnica Salesiana
y docentes que imparten sus conocimientos
y consejos durante la vida estudiantil.*

*A mi director Ingeniero Santiago R. Espinosa. G.
por la ayuda, disponibilidad y apoyo durante el proceso
de elaboración de esta tesis de ingeniería.*

A mis amigos por el apoyo y compañerismo.

INDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA:	II
CERTIFICA:.....	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTO.....	V
INDICE GENERAL	VI
INDICE DE FIGURAS	VII
INDICE DE TABLAS	VII
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	VIII
INTRODUCCIÓN	2
CAPÍTULO I	3
ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	3
1.1 SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO	3
1.2 OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO.....	12
1.3 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA.....	15
1.4 PLANIFICACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO	17
CAPÍTULO II	22
ESTADO DEL ARTE DE OPTIMIZACIÓN DESPACHO HIDROTÉRMICO	22
2.1 METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN OPERATIVA.	22
2.2. RESTRICCIONES OPERACIONALES.....	23
2.3. COORDINACIÓN PARA LA EJECUCIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO.....	26
2.4. OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO HIDROTÉRMICO	28
CAPÍTULO III	35
PLANTEAMIENTO DEL MODELO.....	35
3.1. CRITERIOS PARA EL DESARROLLO DEL MODELO	35
3.2. DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA MATEMÁTICA.....	37
3.3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN.....	39
3.4. RESTRICCIONES PARA MODELACIÓN	41
CAPÍTULO IV	53
CASOS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	53
4.1 CASO BASE: CONSIDERANDO HIDROLOGÍA ALTA	54
4.2 CASO 2: CONSIDERANDO HIDROLOGÍA BAJA.....	58
4.3 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	62
4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	68
CONCLUSIONES.....	72
RECOMENDACIONES	73

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Encadenado Jerárquico de Toma de Decisión.....	27
Figura 2 Ingreso de variables Despacho HidroTérmico.....	28
Figura 3 Salida de variables Despacho HidroTérmico.....	29
Figura 4 Ramificación y Acotamiento para programación entera	33
Figura 5 Ramificación y Acotamiento problema de programación mixta	34
Figura 6 Parámetros e información ingreso - salida modelo.....	37
Figura 7 Diagrama De Flujo Despacho Hidrotérmico Optimo	54
Figura 8 Demanda horaria del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.....	55
Figura 9 Demanda total (MW) por tipo de central de generación.....	56
Figura 10 Potencia suministrada (MW) por tipo de central	57
Figura 11 Volumen turbinado por central en el periodo de estudio. Caso Base	57
Figura 12 Volumen de combustible utilizado en el periodo de estudio. Caso base	58
Figura 14 Demanda total por tipo de generación.	60
Figura 15 Potencia suministrada por tipo de central.....	61
Figura 16 Volumen turbinado por central en el periodo de estudio. Caso Base	61
Figura 17 Volumen de combustible utilizado en el periodo de estudio. Caso base	62
Figura 18 Análisis de sensibilidad Volumen de operación.	66
Figura 19 Análisis de sensibilidad Potencia por tipo de Combustible	67
Figura 20 Análisis de sensibilidad Volumen embalse por tipo de central	68
Figura 21 Resultado del análisis de sensibilidad.....	70
Figura 22 Costo vs Restricción en porcentaje del volumen mínimo de operación	71

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Infraestructura existente en Generación Hidroeléctrica, año 2012 [7].....	7
Tabla 2 Infraestructura existente en Generación Renovable no Convencional, año 2012 [7]	7
Tabla 3 Infraestructura existente en Generación Termoeléctrica, año 2012 [7]	8
Tabla 4 Empresas Distribución [7]	11
Tabla 5 Demanda de Energía y Potencia en Bornes de Generación, año 2012 [13]	13
Tabla 6 Capacidad Efectiva en Generación – Información Estadística Julio 2014 [14]	15
Tabla 7 Crecimiento de la Demanda y Energía [13].....	17
Tabla 8 Demanda Coincidente en Bornes de Generación [13]	17
Tabla 9 Total demanda por tipo de central. Caso base	56
Tabla 10 Total demanda por tipo de central. Caso base.....	60
Tabla 11 Valores de entrada caso base de centrales Paute y Mazar.....	64
Tabla 12 Valores de entrada y salida caso 1 de las centrales Paute y Mazar	64
Tabla 13 Valores de entrada y salida caso 2 de las centrales Paute y Mazar	64

Tabla 14 Valores de entrada y salida caso 3 de las centrales Paute y Mazar	65
Tabla 15 Valores de entrada y salida caso 4 de las centrales Paute y Mazar	65
Tabla 16 Valores de entrada y salida caso 5 de las centrales Paute y Mazar	65
Tabla 17 Valores de entrada y salida caso 6 de las centrales Paute y Mazar	66
Tabla 18 Tabla Resumen valores de salida de los casos de estudio (Energía).....	66
Tabla 19 Tabla Resumen valores de salida de los casos de estudio (Volumen)	67
Tabla 20 Tabla Resumen valores de salida de los casos de estudio (Volumen)	68

GLOSARIO DE TÉRMINOS

CELEC EP: Corporación Eléctrica del Ecuador

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía

CF: Costo Futuro, costos de la generación esperado para un periodo subsecuente.

CNEL EP: Corporación Nacional de Electricidad

CONELEC: Consejo Nacional de Electricidad

CP: Costo Presente, costo de la generación en el periodo actual.

Demanda Eléctrica: Requerimiento instantáneo a un sistema eléctrico de potencia, expresado en megavatios (MW) o kilovatios (kW).

Despacho Hidrotérmico: Lineamientos para la utilización de plantas generadoras hidroeléctricas y termoeléctricas, que se incorporan al funcionamiento.

Distribuidor Eléctrico: Sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida.

Embalse: Acumulación de agua producida por una obstrucción en el lecho de un río o arroyo que cierra parcial o totalmente su cauce.

Energía: Diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica.

Función Objetivo: Ecuación a optimizar, con limitaciones o restricciones determinadas, para ser minimizadas o maximizadas usando técnicas de programación lineal o no lineal.

Generación Hidroeléctrica: Generación de energía eléctrica aprovechando el recurso hídrico (agua), energía potencia gravitatoria.

Generación Termoeléctrica: Generación de energía eléctrica a partir de energía en forma de calor (combustión de combustibles fósiles)

Generador Eléctrico: Dispositivo de mantener una diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos.

GLP: Gas Licuado de Petróleo (derivado de petróleo, combustibles)

GWh: Gigavatios hora (Unidad de medida), potencia suministrada en un lapso de una hora.

Hidrología: Propiedades físicas, químicas del agua, (distribución y circulación)

kV: Kilovoltio (Unidad de medida), potencial eléctrico.

LRSE: Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano.

MEER: Ministerio de Electricidad y Energía Renovables

Mercado Eléctrico: Sistema que efectuar la comercialización entre los agentes participantes de compra, venta de energía eléctrica.

MW: Megavatio (Unidad de Medida)

Plan Maestro Electrificación: alineada con la Constitución de la República del Ecuador; lineamientos y objetivos del Plan Nacional para el Buen Vivir; la Agenda Sectorial del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable; y, la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

Potencia: Paso de energía de un flujo por unidad de tiempo

Proyección demanda: Cantidad de energía que el consumidor final se encuentra consumiendo en periodo de tiempo futuro.

Recurso primario: Uso de recursos naturales (Agua, combustibles fósiles)

Restricciones Eléctricas: Parámetros operacionales o lineamientos de funcionalidad.

Sistemas Eléctricos de Potencia: Conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y sistemas de distribución

SNI: Sistema Nacional Interconectado

Suministro eléctrico: Conjunto de componentes para la generación, transmisión y distribución.

Transacciones internacionales: Compra – venta de energía eléctrica, entre países interconectados.

Transmisor Eléctrico: Corporación encargada de transmitir energía eléctrica de generadores a distribuidores.

Resumen

Optimización del Despacho Hidrotérmico en el Corto Plazo Basado en el Modelo Programación Lineal Entera Mixta

Santiago Rogelio Pérez Mora
sanrperezm@hotmail.com
Universidad Politécnica Salesiana

Resumen—“La actividad de generación eléctrica ha evolucionado de forma eficiente para el abastecimiento de la demanda, en este sentido el operador del sistema eléctrico requiere de herramientas computacionales que faciliten y apoyen la toma de decisiones, sobre todo en lo que se refiere a la optimización de la entrega de energía eléctrica para cubrir la demanda de forma horaria. Por lo expuesto el presente trabajo tiene como objetivo formular y resolver el problema de asignación de unidades de generación bajo una perspectiva hidrotérmica, que permita optimizar la operación de un sistema eléctrico que contiene unidades de generación que funcionan a base del recurso hídrico y de combustibles fósiles.

Con el análisis del estado del arte en la coordinación del despacho hidrotérmico, se plantea la resolución del problema del despacho económico en el cual se considera las restricciones inherentes a las unidades térmicas e hidráulicas, para el efecto se desarrollara un despacho uninodal que considerará las restricciones propias de las centrales de generación y la demanda variante en el tiempo.

La metodología de resolución propuesta para el problema de la optimización del despacho hidrotérmico se basa en la Programación Lineal Entera Mixta contemplando la disponibilidad de centrales de generación y los lineamientos operativos establecidos por el regulador del sector eléctrico ecuatoriano.

Índice de Términos—Coordinación Hidrotérmico, Energía Eléctrica, Generación Hidroeléctrica, Generación Termoeléctrica, Optimización Despacho, Programación Lineal Entera Mixta.

Abstract

Hydrothermal Dispatch Optimization in Short Term Based on Mixed Integer Linear Programming Model

Santiago Rogelio Pérez Mora

sanrperezm@hotmail.com

Universidad Politécnica Salesiana

Abstract- "The electricity generation business has evolved efficiently to supply the demand, in this sense the electrical system operator requires computational tools that facilitate and support decision-making, especially in regard to the optimizing the delivery of electricity to meet demand on an hourly basis. Po the foregoing, the present work aims to formulate and solve the allocation problem generating units under hydrothermal perspective, to optimize the operation of a power system containing generating units that work on water resources and fossil fuels .

With the analysis of the state of the art in coordinating the hydrothermal dispatch, problem solving economic dispatch in which is considered the constraints of thermal and hydraulic units, to the effect a uninodal office will consider restrictions is developed arises own generation plants and variant demand over time.

The methodology proposed resolution of the problem of optimization of hydrothermal dispatch is based on Mixed Integer Linear Programming contemplating the availability of power plants and operating guidelines established by the regulator of Ecuador's electricity sector.

*Index Terms-*Coordination Hot Water, Electric Power, Hydro Power, Thermal Power Generation, Optimization Firm, Mixed Integer Linear Programming.

INTRODUCCIÓN

El incremento constante de la demanda eléctrica en su consumo por la sociedad, ha obligado al Ministerio Coordinador de Sectores Estratégicos a incrementar nuevas centrales de generación eléctrica y mantener un acorde manejo de los recursos primarios, como el agua (centrales hidráulicas), derivados del petróleo y combustibles naturales (centrales térmicas), por lo que resulta necesario que los sistemas eléctricos de potencia que son dinámicos de gran complejidad requieren ser operados eficientemente basado en decisiones acertadas que permitan minimizar el costo del sistema y usar adecuadamente los recursos energéticos.

El estudio que optimiza el despacho hidrotérmico diario, semanal o mensual, considera datos de evolución histórica, impactos de ingreso por nuevas cargas al sistema, variables políticas, económicas, sociales, medio ambientales; siendo datos importante de entrada para satisfacer la demanda de energía eléctrica del Estado ecuatoriano, el estudio se considera un eje fundamental para la planificación operativa.

En consecuencia existe la necesidad de programas de generación que procuren minimizar el costo total de operación del sistema evaluado en el corto plazo, el cual debe considerar las restricciones ambientales y técnicas (minimizar costos de combustibles, costos de encendido y apagado, costo del agua en los embalses), con la garantía y confiabilidad en el abastecimiento de la demanda total.

CAPÍTULO I

ANÁLISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO

En este capítulo se tratará sobre las generalidades del sector eléctrico ecuatoriano, como se encuentra constituido, conocer la operación del sistema eléctrico, la planificación del parque generador ecuatoriano y en un futuro conocer las proyecciones de la demanda en el corto plazo.

1.1 Sector Eléctrico Ecuatoriano

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) en el año de 1996, creó el Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), como entidad encargada de la supervisión, control y regulación del mercado eléctrico del Ecuador, y así mismo instituyó el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) encargado de administrar las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Ecuatoriano [1].

La determinación de las entidades que conforman el Mercado Eléctrico por la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, son los generadores distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado, que están habilitados a celebrar transacciones [1].

El parque generador ecuatoriano conformado por energías renovables con un 45,94% de participación con generación (hidráulica, eólica, solar, térmica turbovapor) y energía no renovables con un 54.06% con generación (térmica MCI, térmica Turbogás, Térmica Turbopar), que abastece el consumo de energía a nivel nacional según el grupo de consumo (residencial, comercial, industrial, alumbrado público, otros) [2].

La creación de la Asamblea Nacional Constituyente en el año de 2008, introduce reformas a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, promulgando el Mandato Constituyente No. 15, el cual establece varios lineamientos para un cambio profundo en el manejo del sector eléctrico ecuatoriano, entre los que se encuentran la responsabilidad del Estado

Ecuatoriano en presentar el servicio público de energía eléctrica bajo principios de eficiencia, responsabilidad, universalidad, accesibilidad, continuidad y calidad, cuidando que las tarifas sean equitativas[3].

Sin embargo, el Mandato No. 15 mantuvo las facultades otorgadas al CONELEC, señalando que el CONELEC dictará las regulaciones a las cuales se ajustan los generadores, transmisor, distribuidores, el operador y clientes del sector eléctrico.

1.1.1. Estructura del Sistema Nacional Interconectado

El sector eléctrico ecuatoriano se encuentra por Ley, conformado bajo la siguiente estructura:

- El Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC)

Tiene como fin ser un ente regulador y controlador, que vela por el cumplimiento de las disposiciones legales y reglamentarias, que garantiza la continuidad del suministro eléctrico y en particular la de generación basada en el aprovechamiento óptimo de los recursos naturales.

Entre las principales funciones que considera la Ley de Régimen del Sector Eléctrico tienen:

- Aprobación de los pliegos tarifarios para los servicios de transmisión y consumidores finales de distribución.
- Elaboración del Plan Maestro de Electrificación
- Publicación de normas generales que se deberán aplicar al transmisor y a los distribuidores.
- Elaborar bases para otorgar concesiones de generación, transmisión y distribución de electricidad.
- Precautelar la seguridad e intereses nacionales y asumir, a través de terceros, las

actividades de generación transmisión y distribución de energía eléctrica.

- El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)

Tiene la responsabilidad del manejo técnico y económico de la energía en bloque, administrando las transacciones técnicas y financieras del mercado eléctrico ecuatoriano, garantizando la operación adecuada en todo momento, con la seguridad de operación del Sistema Nacional Interconectado, y el abastecimiento de energía al mínimo costo posible preservando eficiencia global del sector.

La planificación de la operación energética y eléctrica del Sistema Nacional Interconectado (SNI), a largo, mediano y corto plazo, aplican las regulaciones y modelos matemáticos aprobados por el CONELEC, para lo cual considera lo siguiente:

- Proyección de la demanda energía eléctrica.
- Escenarios hidrológicos bajo información hidrológica y climatológica.
- Disponibilidad de unidades de generación.
- Costos de combustibles fósiles.
- Las empresas eléctricas concesionarias de generación
- La empresa eléctrica concesionaria de transmisión.
- Las empresas eléctricas concesionarias de distribución y comercialización.
- Grandes consumidores
- Auto productor

El abastecimiento energético, debe ser garantizado mediante el incremento de la participación de la generación hidroeléctrica, reduciendo la participación de la generación termoeléctrica; el fortalecer la red de transmisión, sub-transmisión y distribución para adaptándolas a las actuales y futuras condiciones de oferta y demanda [4]

1.1.2. Empresas de Generación, Transmisión y Distribución.

Las empresas de generación, transmisión y distribución están constituidas conforme a la normativa vigente y su detalle se muestra a continuación.

1.1.2.1. Generación

Mediante el artículo 315 de la Constitución de la República del Ecuador [3] y el Mandato Constituyente No.15 [5] se crea la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) el 14 de enero de 2010, por Decreto Ejecutivo 220 [6] con la finalidad de fusionar las empresas de generación del tipo estatal, el objetivo primordial es incentivar la entrada de nuevos proyectos para el mejoramiento de la eficiencia siendo el pilar fundamental para cumplir con el objetivo de suministrar electricidad a todo el Ecuador y abastecer adecuadamente sus necesidades de demanda, con la optimización de recursos y la aplicación de mejores prácticas administrativas, financieras y técnicas.

El parque generador hidrotérmico existente para la producción de energía eléctrica en el Ecuador se descompone en:

- Centrales Hidroeléctricas estatales (Pequeñas, medianas y gran capacidad) de 1 – 1.100 MW)
- Centrales pertenecientes a distribuidoras, municipios y empresas privadas
- Centrales térmicas de diferentes materia prima (Combustibles) perteneciente a empresas generadoras, distribuidoras, industrias privadas y petroleras.

En la Tabla 1, Tabla 2, Tabla 3 se encuentra presente la infraestructura existente en el área de generación hidroeléctrica, generación renovable no convencional y generación termoeléctrica al año 2012, en el Ecuador, presente en el Plan Maestro de Electrificación 2013 – 2022 [7].

No	EMPRESA	CENTRAL HIDROELECTRICA	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)	FACTOR DE PLANTA (%)
1	CELEC EP HIDROPAUTE	PAUTE	10	1.100,00	5.865,00	62,28
2	CELEC EP HIDROAGOYÁN	SAN FRANCISCO	2	216,00	914,00	45,30
3	CELEC EP HIDRONACIÓN	DAULE PERIPA	3	213,00	1.050,00	56,30
4	CELEC EP HIDROPAUTE	MAZAR	2	163,00	908,40	61,00
5	CELEC EP HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	2	156,00	1.010,00	73,90
6	CELEC EP HIDROAGOYÁN	PUCARÁ	2	73,00	149,40	23,40
7	E.E. QUITO	CUMBAYA	4	40,00	181,09	52,40
8	HIDROABANICO	HIDROABANICO	5	37,50	325,00	7,70
9	E.E. QUITO	NAYÓN	2	29,70	151,14	58,90
10	ELECAUSTRO	OCAÑA	2	26,00	203,00	89,00
11	ELECAUSTRO	SAUCAY	4	24,00	141,42	68,20
12	E.E. QUITO	GUANGOPOLO	6	20,92	86,40	47,80
13	ENERMAX	CALOPE	2	18,00	90,00	62,50
14	HIDROSIBIMBE	SIBIMBE	1	15,00	89,25	63,70
15	EMAAP-Q	RECUPERADORA	1	14,50	102,60	81,90
16	ELECAUSTRO	SAYMIRIN	6	14,40	96,26	77,20
17	E.E. RIOBAMBA	ALAO	4	10,00	60,12	80,00
18	E.E. COTOPAXI	ILLUCI 1- 2	6	9,20	47,69	60,00
19	EMAAP-Q	EL CARMEN	1	8,20	36,77	51,90
20	E.E. NORTE	AMBI	2	8,00	34,56	50,00
21	ECOLUZ	PAPALLACTA	2	6,20	23,62	44,10
22	MANAGENERACIÓN	ESPERANZA	1	6,00	19,00	-
23	LA INTERNACIONAL	VINDOBONA	3	5,86	32,66	64,50
24	E.E. QUITO	PASOCHOA	2	4,50	24,03	61,80
25	MANAGENERACIÓN	POA HONDA	1	3,00	16,00	-
26	E.E. RIOBAMBA	RÍO BLANCO	1	3,00	18,09	69,80
27	PERLABI	PERLABI	1	2,46	13,09	61,60
28	E.E. SUR	CARLOS MORA	3	2,40	17,00	82,00
29	ECOLUZ	LORETO	1	2,15	12,97	69,80
30	E.E. NORTE	BUENOS AIRES	1	1,00	7,00	80,00
31	HIDROSIBIMBE	CORAZÓN	1	0,98	7,62	90,00
32	-	Otras Menores	24	21,97	94,91	50,00
		TOTAL	108	2.255,94	11.828,09	

Tabla 1Infraestructura existente en Generación Hidroeléctrica, año 2012 [7]¹

No	EMPRESA	CENTRAL ERNC	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)
1	ECOELECTRIC	ECOELCTRIC	3	35,20	110,84
2	SAN CARLOS	SAN CARLOS	4	30,6	87,72
3	ECUDOS	ECUDOS A - G	4	27,6	97,8
4	GENSUR	VILLONACO	11	16,5	-
		TOTAL	22	109,90	296,36
ERNC = Energia Renovable No Convencional					

Tabla 2 Infraestructura existente en Generación Renovable no Convencional, año 2012 [7] ²

¹ Tabla tomada de la referencia bibliográfica [7]

² Tabla tomada de la referencia bibliográfica [7]

No	EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA NETA (GWh/año)
1	ELECTRO GUAYAS	ENRIQUE GARCÍA	TÉRMICA TURBOGAS	102,00	93,00	142,09
2		G. ZEVALLOS TG4	TÉRMICA TURBOGAS	26,27	20,00	1,33
3		G. ZEVALLOS TV2 - TV3	TÉRMICA TURBOVAPOR	146,00	146,00	685,74
4		SANTA ELENA 2	TÉRMICA MCI	90,10	90,10	388,01
5		SANTA ELENA 3	TÉRMICA MCI	41,70	41,70	98,53
6		TRINITARIA	TÉRMICA TURBOVAPOR	133,00	133,00	629,48
1	TERMO ESMERALDAS	JARAMILLO	TÉRMICA MCI	140,00	138,50	457,82
2		C. LA PROPICIA 1 - 2 - 3	TÉRMICA MCI	10,50	9,60	16,14
3		MANTA 2	TÉRMICA MCI	20,40	19,20	94,53
4		MIRAFLORES	TÉRMICA MCI	29,50	24,00	27,93
5		PEDERNALES	TÉRMICA MCI	2,50	2,00	1,25
6		ESMERALDAS	TÉRMICA TURBOVAPOR	132,50	131,00	755,35
1	TERMO GAS MACHALA	MACHALA 1	TÉRMICA TURBOGAS	140,00	128,50	813,28
2		MACHALA 2	TÉRMICA TURBOGAS	136,80	124,00	406,64
1	TERMO PICHINCHA	CAMPO ALEGRE	TÉRMICA MCI	0,40	0,36	0,51
2		CELSO CASTELLANOS	TÉRMICA MCI	7,50	5,70	5,51
3		GUANGOPOLO	TÉRMICA MCI	17,52	16,80	68,07
4		JIVINO	TÉRMICA MCI	5,00	3,80	0,51
5		JIVINO 2	TÉRMICA MCI	10,20	10,00	8,19
6		JIVINO 3	TÉRMICA MCI	40,00	36,00	170,83
7		PAYAMINO	TÉRMICA MCI	4,08	2,70	0,08
8		PUNÁ NUEVA	TÉRMICA MCI	3,37	3,15	2,18
9		PUNÁ VIEJA	TÉRMICA MCI	0,07	0,06	0,10
10		QUEVEDO 2	TÉRMICA MCI	102,00	100,00	474,30
11		SACHA	TÉRMICA MCI	20,40	18,00	74,23
12		SANTA ELENA	TÉRMICA MCI	40,00	40,00	8,92
13		SANTA ROSA 1 - 2 - 3	TÉRMICA TURBOGAS	51,30	51,00	17,90
14		SECOYA	TÉRMICA MCI	11,40	10,00	25,95
1	ELECAUSTRO	EL DESCANSO	TÉRMICA MCI	19,20	17,20	67,50
1	ELECTROQUIL	ELECTROQUIL U1-U2-U3-U4	TÉRMICA TURBOGAS	181,00	181,00	217,06
1	GENEROCA	GENEROCA1-2-3-4-5-6-7-8	TÉRMICA MCI	38,12	34,33	121,41
1	INTERVISA TRADE	VISTORIA 2	TÉRMICA TURBOGAS	115,00	102,00	60,54
1	TERMOGUAYAS	TERMOGUAYAS	TÉRMICA MCI	150,00	120,00	546,45
1	E.E. AMBATO	LLIGUA	TÉRMICA MCI	5,00	3,30	0,42
1	E.E. CENTRO SUR	CENTRAL TÉRMICA TAISHA	TÉRMICA TURBOGAS	0,24	0,24	0,34
1	EEQ.S.A.	GUALBERTO HERNANDEZ	TÉRMICA MCI	34,32	31,20	142,15
1	REGIONAL SUR	CATAMAYO	TÉRMICA MCI	19,74	17,17	9,82
1	ELECTRICA DE GUAYAQUIL	ALVARO TINAJERO 1-2	TÉRMICA TURBOGAS	94,80	81,50	121,81
2		ANIBAL SANTOS G. 1-2-3-5-6	TÉRMICA TURBOGAS	106,77	97,50	40,72
3		ANIBAL SANTOS	TÉRMICA TURBOVAPOR	34,50	33,00	207,09
1	CNEL - SUCUMBIOS	NUEVO ROCAFUERTE	TÉRMICA MCI	0,45	0,37	0,31
2		PUERTO EL CARMEN	TÉRMICA MCI	0,65	0,45	2,93
3		TIPUTINI	TÉRMICA MCI	0,16	0,12	0,60
		43 TOTAL		2.287,26	2.136,55	6.944,81

Tabla 3 Infraestructura existente en Generación Termoeléctrica, año 2012 [7]³

Con el Plan de Expansión de Generación 2013 – 2022 [7], en el Anexo 1 se presentan las centrales de generación hidroeléctrica, térmica, eólicas y demás unidades adicionales

³ Tabla tomada de la referencia bibliográfica [7]

programadas a ingresar en operación conforme en el mediano y largo plazo.

1.1.2.2. Transmisión

El objetivo fundamental de CELEC EP – Unidad de Negocios TRANSELECTRIC es el transporte de energía eléctrica generada por las empresas de generación, garantizando el libre acceso a las redes de transmisión a todas las empresas del sector eléctrico, por medio del Sistema Nacional de Transmisión, con calidad, seguridad y confiabilidad conforme a la normativa vigente *“El transmisor tendrá la obligación de expandir el sistema en base a planes preparados por él y aprobados por el CONELEC.”* [1]

El Sistema Nacional de Transmisión, dirigido por la unidad de negocios TRANSELECTRIC, es responsable de la prestación del servicio público de transmisión, con actividades de planificación, diseño, construcción, operación y mantenimiento del Sistema Nacional de Transmisión, el Mapa del Sistema Nacional Interconectado (SNI) se presenta en el Anexo 2.

Los niveles de voltajes existentes tenemos:

- Nivel de 230 kV existen 1.281 km de líneas en doble circuito y 855 km en simple circuito, gran parte de ellas formando un anillo entre las subestaciones Molino, Zhoray, Milagro, Dos Cerritos, Pascuales (Guayaquil), Quevedo, Santo Domingo, Santa Rosa (Quito), Totoras (Ambato) y Riobamba.
- Nivel de 138 kV se cuenta con 807 km de líneas en doble circuito y 1.122 km en simple circuito, que fundamentalmente parten de manera radial desde el anillo de 230 kV.

El nivel de voltaje de 230 kV, con las instalaciones en operación del Sistema Nacional de Transmisión que es parte de la interconexión internacional:

- Colombia: dos líneas de transmisión doble circuito de 212 km de longitud cada una,

que enlazan las subestaciones Pomasqui en el lado ecuatoriano con Jamondino en el lado colombiano y que permiten la transferencia de hasta 500 MW.

- Perú: una línea de transmisión de 107 km de longitud, que conecta a las subestaciones Machala en el lado ecuatoriano con Zorritos en el lado peruano y que permite la transferencia de hasta 100 MW [4].

El Sistema Nacional de Transmisión cuanto a capacidad de transformación instalada dispone de una capacidad total de 9370 MVA, 47 subestaciones a nivel nacional (Incluyendo 3 subestaciones móviles), red de telecomunicación con 3567 km de cable con fibra óptica tipos OPGW y ADSS (Con 2 salidas internacionales) con una extensión total de 4.065 km en líneas de transmisión [8].

La transmisión de la energía eléctrica se la realiza bajo el régimen de exclusividad regulada por tratarse de una única empresa nacional de transmisión.

1.1.2.3. Empresas de Distribución

Con la expedición del Mandato Constituyente No. 15 [5], y con la reestructuración del sector eléctrico, se encuentran empresas con bajos índices de gestión constituyeron así once (11) empresas de distribución de energía eléctrica, a cargo de la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), que cumple tareas administrativas y técnicas con la implementación de procesos que permita unificar las actividades e indicadores de las regiones que tienen limitaciones de distinto orden [4].

“Los distribuidores deberán proporcionar el servicio dentro de los niveles de calidad exigidos en la regulación pertinente, para lo cual adecuarán sus instalaciones, organización, estructura y procedimientos técnicos y comerciales” [9].

Los contratos de concesión asignados por el CONELEC a las empresas distribuidoras en sus áreas de concesión presente en la Tabla 4 Empresas Distribuidoras.

DENOMINACIÓN	EMPRESA	PROVINCIAS SERVIDAS	Área de Consección (km2)
Corporación Nacional de Electricidad CNEL EP	Bolívar	Bolívar	3997
	El Oro	El Oro, Azuay	6745
	Esmeraldas	Esmeraldas	15366
	Guayas - Los Ríos	Guayas, Los Ríos, Manabí, Cotopaxi, Azuay.	10511
	Los Ríos	Los Ríos, Guayas, Bolívar, Cotopaxi	4059
	Manabí	Manabí	16865
	Milagro	Guayas, Cañar, Chimborazo	6175
	Sta. Elena	Guayas, Sta. Elena	6774
	Sto. Domingo	Sta. Domingo de los Tsáchilas, Esmeraldas	6574
	Sucumbios	Sucumbíos, Napo, Orellana.	37842
Empresas Eléctricas	Ambato	Tungurahua, Pastaza, Morona Santiago, Napo	40805
	Azogues	Cañar	1187
	Centro Sur	Azuay, Cañar, Morona Santiago	28962
	Cotopaxi	Cotopaxi	5556
	Galápagos	Galápagos	7942
	Norte	Carchi, Imbabura, Pichincha, Sucumbíos	11979
	Quito	Pichincha, Napo	14971
	Riobamba	Chimborazo	5940
	Sur	Loja, Zamora, Morona Santiago	22721
	Pública de Guayaquil EP	Guayas	1104

Tabla 4 Empresas Distribución [7]⁴

La evolución del Mercado eléctrico, se debe al incremento de la demanda de energía y potencia, relacionada directamente al consumo final ya sea este a nivel residencial, comercial e industrial. Para mantener un equilibrio entre la oferta y la demanda se debe planificar el abastecimiento continuo de generación eléctrica con la suficiente reserva de potencia y energía capaz de abastecer la demanda así como de brindar las condiciones de calidad y seguridad en el sistema eléctrico del Ecuador.

⁴ Tabla tomada de la referencia bibliográfica [7]

1.2 Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico en el Artículo 24 [1], y el Capítulo II, Artículo 6 del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado [10], asigna el administrador de la operación y control del Sistema Eléctrico Ecuatoriano al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

El CENACE debe planificar la operación y el despacho económico a largo, mediano y corto plazo, aplicando las regulaciones y modelos matemáticos aprobados por el CONELEC [11], en este sentido la Planificación Operativa Energética encargada a CENACE, debe determinar variables de interés tales como: costos de generación estabilizados estacionalmente, generación de las unidades térmicas e hidráulicas, márgenes de reserva; e, indicadores de la confiabilidad con la cual los sistemas de generación y transmisión suplirán la demanda para tal efecto debe considerarse, entre los aspectos más relevantes, los siguientes:

- Las proyecciones de demanda de energía eléctrica;
- Los escenarios hidrológicos preparados con base en la información hidrológica y climatológica disponible y la entregada por los generadores;
- Las restricciones operativas impuestas por las características físicas del Sistema Nacional Interconectado;
- Los costos de combustible, costos variables de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada; y, la eficiencia térmica de las plantas termoeléctricas.

1.2.1. Actualización de la Planificación Operativa Energética.

La determinación de la operación energética tiene que ser actualizada en períodos de tres meses, o si las circunstancias las ameritan cumplir una periodicidad menor del trabajo, para lo cual es necesario obtener toda la información necesaria vigente en la proyección de la

demanda, características de las plantas térmicas, costos variables de producción [12].

Los resultados deberán ser presentados en informes sobre la planificación operativa energética, la cual serán enviados a los agentes del mercado eléctrico, los cuales contienen datos relevantes de la disponibilidad de las centrales de generación eléctrica como:

- Datos e hipótesis consideradas
- Precios referenciales esperados.
- Valor esperado del agua
- Disponibilidad de las centrales de generación
- Otros que se consideren necesarios para los agentes, para tener información sobre un posible comportamiento futuro del mercado.

1.2.2. Situación Actual de la Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

La evolución continua con el desarrollo social ha conllevado el incremento sustancial de la demanda eléctrica en la última década demarcado por la cantidad de potencia y el horario de consumos, es decir en grupos de consumo al que pertenece (Residencial, comercial, industrial y alumbrado público).

La demanda de potencia y energía del SNI, ha registrado un incremento promedio de 5,94% para potencia y 4,91% para energía, registrados para el período enero 2012 – diciembre 2012, respecto al período anterior [13], presente en la tabla 5

VARIABLES	DEMANDA	CRECIMIENTO (%)
Potencia Máxima Coincidente (MW)	3207	5,94
Energía (GWh)	19534	4,91

Tabla 5 Demanda de Energía y Potencia en Borne de Generación, año 2012 [13]⁵

A niveles de bornes de generación se produjo la demanda de potencia máxima de 3207 MW presente en el mes de diciembre del año 2012, así también presente la de menor

⁵ Tabla tomada de la referencia bibliográfica [13]

demanda con 2937 MW en el mes de enero, referente a energía la demanda máxima fue de 1715 GWh presente en el mes de mayo, mientras la de menor valor con el registro de 1502 GWh en el mes de febrero.

La capacidad instalada y operativa del parque generador del Sistema Nacional Interconectado, actualizada a julio de 2014 es de 5.207,21 MW, incluyendo las interconexiones internacionales, tenemos el aporte de Colombia con 525 MW y Perú con 110 MW, da un total de 5.842,21, que es la potencia eléctrica total del Ecuador [14].

La incorporación de las centrales de generación alternativas han aportado con el 3%, las centrales de energía eólica, biomasa, fotovoltaica, para cumplir la demanda eléctrica restante se ha instalado la interconexión con países vecinos para la importación de electricidad aportando un 6% [7].

Con el ingreso de centrales térmicas que su principal carburante es un combustibles fósil, se ha visto reflejado el incrementado la demanda en el sector hidrocarburífero, la cual afectara directamente en la demanda de los sectores de la economía nacional y así limitara la capacidad de producción de la principal refinería de combustible del país.

La dependencia de las centrales térmicas para cumplir los picos de demanda continua, ha incrementado la necesidad de buscar las fuentes alternativas de energía, que conjuntamente con la hidroelectricidad, genere un menor valor para la producción permitiendo así reducir los costos de producción.

1.2.3. Parámetros Técnicos del Sistema

Los principales indicadores del aporte de energía según su tipo de generación ha realizado cambios con la matriz productiva, el comportamiento del sector eléctrico ecuatoriano ha tenido cambios en los últimos años: La tabla 6 determina la capacidad efectiva en generación a julio del 2014.

CAPACIDAD EFECTIVA EN GENERACIÓN		MW	%
ENERGÍA RENOVABLE	HIDRÁULICA	2,244.02	43.09%
	SOLAR	13.38	0.27%
	EÓLICA	18.90	0.36%
	TURBOVAPOR	93.40	1.79%
TOTAL ENERGÍA RENOVABLE		2,369.70	45.51%
NO RENOVABLE	MCI	1,415.96	27.19%
	TURBOGAS	973.30	18.69%
	TURBOVAPOR	448.24	8.61%
TOTAL ENERGÍA NO RENOVABLE		2,837.50	54.49%
TOTAL CAPACIDAD INSTALADA		5,207.20	100.00%

Tabla 6 Capacidad Efectiva en Generación – Información Estadística Julio 2014 [14]⁶

La participación del Sistema Nacional Interconectado en el sector eléctrico ecuatoriano ha representado el 88,28%, y la potencia aun no incorporada representa el 11,72%, en la presentación del aporte del Sistema Nacional Interconectado la principal aportación con un 51,46% es la de generación termoeléctrica [15].

El aporte de energías no convencionales que aportan al Sistema Nacional Interconectado, que son los excedentes provenientes de la energía térmica con combustibles de biomasa (Bagazo de caña), instalada de 101 MW (1,97% potencia nominal a nivel nacional).

1.3 Proyección de la Demanda

Los lineamientos y políticas establecidas por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables (MEER), dentro de los cuales muestra que: “la proyección de demanda, debe considerar, a más del crecimiento tendencial de la población y del consumo, la incorporación de importantes cargas en el sistema, como son la Refinería del Pacífico, el cambio de la matriz productiva del país, y fundamentalmente, la migración del consumo de GLP y derivados de petróleo a electricidad” [16], se considera los efectos de las acciones que se desarrolla para el mejoramiento de la eficiencia energética de los sectores residenciales y productivos, en este contexto el sistema eléctrico ecuatoriano ha mantenido un crecimiento sostenible, registrado una tasa anual de 5%, en el periodo 2013 - 2022 alcanzando 26542 GWh en el año 2022 [13].

⁶ Tabla tomada de la referencia bibliográfica [14]

La proyección de la demanda eléctrica, es una herramienta indispensable para orientar las decisiones de inversión, así como para la formulación y desarrollo de proyectos que permitan asegurar la oferta de electricidad en condiciones de seguridad y confiabilidad.

La proyección de demanda eléctrica consiste en pronosticar:

- Número de abonados
- Facturación de energía por sectores:
 - Residencial
 - Comercial
 - Industrial
 - Alumbrado público y otros
- Demanda de energía y potencia a nivel de distribución (facturación más pérdidas técnicas y no técnicas).
- Demanda de energía y potencia a nivel de puntos de entrega del SNT.
- Demanda de energía y potencia a nivel de bornes de generación (generación bruta).

La proyección considera tres escenarios correspondientes a la dinámica de crecimiento de la población y de los sectores productivos: menor, medio y mayor. Estos escenarios de crecimiento de la demanda de electricidad tienen como componentes, entre otros, la cobertura del servicio eléctrico, el crecimiento del producto interno bruto de forma referencial y la sensibilidad al precio de la energía eléctrica.

1.3.1. Indicadores de crecimiento de la demanda eléctrica.

La demanda de energía y potencia del sistema eléctrico ecuatoriano ha mantenido una tendencia creciente, sostenida durante la última década, registrándose una tasa media de crecimiento anual de energía en el período 2011 - 2022 de 3,7%, inferior al periodo 2000 – 2012 registrada históricamente con el 4,7%; la mayor tasa de crecimiento fue en los últimos cinco años (2008 – 2012) [7]. En el 2010, el consumo de energía del país creció 835 GWh

respecto al 2009, convirtiéndose en el mayor incremento de la última década.

Para el período de análisis julio 2013 – junio 2014, los resultados de la proyección de demandas, en bornes de generador, indican los siguientes índices de crecimiento promedio anual: 5,94% en potencia (tasa de crecimiento para la demanda máxima anual del período); y 4,91% en energía [13] presente en la tabla 7.

	VALORES ANUALES		% DE CRECIMIENTO
	S/E ENTREGA	BORNES GENERADOR	BORNES GENERADOR
DEMANDA MÁXIMA (MW)	3,395.00	3,420.00	5.94
ENERGÍA REQUERIDA	20,389.00	21,239.00	4.91

Tabla 7 Crecimiento de la Demanda y Energía [13]⁷

El resumen de la proyección mensual de la demanda de potencia y energía, en bornes de generador, para el período julio 2013 – junio 2014, se indica en la tabla 8:

AÑO	2013						2014					
MES	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
MW	3155	3153	3191	3226	3254	3341	3328	3354	3397	3419	3420	3371
GWh	1732	1709	1675	1743	1698	1788	1810	1683	1872	1837	1882	1810

Tabla 8 Demanda Coincidente en Bornes de Generación [13]⁸

1.4 Planificación del Sector Eléctrico

El Artículo 6 del Capítulo II, del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Nacional Interconectado [10] el cual dispone que el CENACE planificará la operación del sistema a largo, mediano y corto plazo, aplicando las Regulaciones y modelos matemáticos aprobados por el CONELEC, para lo cual considerará lo siguiente:

- Las proyecciones de demanda de energía eléctrica;
- Los escenarios hidrológicos preparados con base en la información hidrológica y

⁷ Tabla tomada de la referencia bibliográfica [13]

⁸ Tabla tomada de la referencia bibliográfica [13]

- climatológica disponible y la entrega por los generadores;
- c) La disponibilidad de las unidades de generación e interconexiones Internacionales;
 - d) La disponibilidad y restricciones operativas de las redes de transmisión y distribución;
 - e) Las restricciones operativas impuestas por las características físicas del Sistema Nacional Interconectado;
 - f) La entrada en operación de nuevas centrales de generación;
 - g) Los costos de combustible, costos variables de administración, operación y mantenimiento, los costos de arranque y parada; y, la eficiencia térmica de las plantas termoeléctricas;
 - h) El costo de restricción del servicio.

Establecidas las condiciones antes mencionadas para la Planificación Operativa Energética, se instituye la política de operación con el uso eficiente y disponibilidad de los recursos primarios para la generación eléctrica

1.4.2. Actualización de la Planificación del Parque Generador

La Planificación Operativa Energética es actualizada en periodos de tres (3) meses, determinado por los meses de mayor demanda, épocas de invierno – verano, que se determina en los meses de enero, abril, octubre, o determinada por las circunstancias lo ameriten en un periodo menor al establecido, para lo es necesario incorporar toda la información vigente sobre las proyecciones de la demanda, características de las plantas hidráulicas y térmicas, costos variables de producción.

El informe producido por el CENACE, de la planificación operativa energética, será enviado a los agentes del mercado eléctrico dicho informe incluye:

- Disponibilidad de las centrales de generación térmica.
- Programa de mantenimiento.

- Índices de salida inesperada a mantenimiento de las centrales térmicas.
- Índices que se consideren necesarios para los agentes, que posibilite la previsión del futuro del mercado eléctrico mayorista.

La planificación operativa será aquella que determine las políticas óptimas de operación de las plantas hidroeléctricas y unidades termoeléctricas del Sistema Nacional Ecuatoriano que cumplan con la función objetivo de minimizar el valor esperado, realizado por medio de la modelación estocástica de las centrales térmicas [13]; para lo cual se debe tomar en cuenta lo siguiente:

- Características operativas de las plantas térmicas (capacidad máxima y mínima, restricciones de generación por unidad, costos variables de producción, mantenimientos, consumo de combustibles, el combustible utilizado, consumo de auxiliares)
- Aspectos de incertidumbre: El modelo de optimización hidrotérmica, permite utilizar un modelo estocástico de la disponibilidad de las unidades de generación térmica, que represente las características del sistema (estacionalidad, dependencia de combustibles temporal), secuencia histórica de la demanda o secuencia específica para condiciones particulares.
- Representación de la demanda del sistema en etapas semanales o mensuales, conforme a los requerimientos de la planificación operativa energética.

1.4.3. Planificación del Crecimiento de Mediano y Largo Plazo

La planificación es la que contiene todos los cambios programados a realizar en la estructura del sistema del cronograma de mantenimientos de las centrales de generación. Los datos relevantes que representa un indicador es la potencia máxima que será requerida por los consumidores, la cual es requerida para la planificación del crecimiento del sistema. Además de conocer la demanda de inicio y su evolución o proyección estimada en el tiempo (mediano y largo plazo).

Los intervalos de tiempo en los que se realizara el análisis incluyen etapas de varios años al futuro (2 a 10 años), necesaria una representación mensual de la demanda, estacional o anuales si es necesarios. Un aspecto importante a considerar son los escenarios alternativos dado el carácter aleatorio de la demanda.

Esta planificación debe preservar un sistema de generación que permita satisfacer la demanda máxima, más la reserva de potencia en cantidad suficiente para garantizar niveles mínimos de confiabilidad, a un mínimo costo al consumidor final.

1.4.4. Programa de la Operación a Largo y Mediano Plazo.

El programa de la operación a largo y mediano plazo tiene como objetivo determinar el modo de operación de cada central de generación termoeléctrica, considerando las restricciones de carácter técnico, disponibilidad de recursos energéticos primarios y de confiabilidad, de forma tal que el valor esperado de los costos integrados en el periodo de optimización, resulten mínimos. De este proceso resulta el modo óptimo de operar la demanda máxima según el cronograma de mantenimientos de las centrales térmicas ecuatorianas.

1.4.5. Programa de la Operación de Corto Plazo

Comprende una serie de decisiones tendente a optimizar la disponibilidad de las centrales térmicas en diferentes intervalos (diarios, semanales o mensuales), cuáles y en qué periodo de tiempo deben estar puestas en servicio (pre – despacho) para suministrar con mínimo costo la energía eléctrica requerida por los usuarios. Para lo cual es necesario conocer las proyecciones diarias y semanales de la demanda a través de curvas típicas que representan la forma de la demanda (cronología).

Las variables influyentes que pueden preverse con exactitud, como son la disponibilidad de materia prima (combustibles), la salida por fallas de los bloques de generación las variaciones en la demanda, estas variables de entrada son denominadas variables aleatorias

y están dadas en general por valores pronosticados con sus respectivas probabilidades de ocurrencia.

El periodo de análisis así llamado de corto plazo, normalmente semanal o con sub periodos de horarios y diarios, dependen entre otros de los ciclos de demanda, la duración de las restricciones que afecten al servicio, el efecto fin de semana, del acoplamiento con la programación de largo plazo.

CAPÍTULO II

ESTADO DEL ARTE DE OPTIMIZACIÓN DESPACHO HIDROTÉRMICO

En este capítulo se tratará sobre el tema del estado del arte de optimización despacho hidrotérmico así como las metodologías de operación utilizada, tomando en cuenta restricciones de los sistemas de despacho de generación hidroeléctrica y generación térmica. Enfocados en la coordinación para su despacho y optimización de los recursos primarios a un mínimo costo para el cliente final.

2.1 Metodología de Planificación Operativa.

La Planificación Operativa tiene por objetivo primordial establecer la política óptima de la operación de los embalses siguiendo una metodología que se realice el uso eficiente de los recursos primarios disponibles para la generación sean estos hídricos o térmicos, con la coordinación de mantenimientos efectuados por el CENACE con los generadores y el transmisor, reduciendo los riesgos de falla en el abastecimiento y de vertimientos en los embalses; teniendo en cuenta la previsión de las demandas y la aleatoriedad de la oferta y los caudales [12].

2.1.1. Modelo utilizado para la planificación operativa energética.

El modelo utilizado para realizar la Planificación Operativa será aquel que tome en cuenta las políticas óptimas de los embalses y las generadoras de las plantas hidroeléctricas y unidades termoeléctricas del Sistema Nacional Interconectado, cumpliendo la función objetivo de minimizar el valor esperado, llevando a valor presente, de los costos de generación [12].

Para el desarrollo se tiene que tomar en cuenta varios puntos importantes:

- Características operativas de plantas hidroeléctricas (límites turbinamiento, límite de embalse, volúmenes de seguridad)
- Características operativas de las plantas térmicas (capacidad máxima y mínima, costos variables de producción, combustible utilizado)
- Incertidumbre hidrológica (estocástico de caudales)
- Sistema de Transmisión (topología, pérdidas restricciones)
- Demanda del sistema en etapas semanales

2.1.2. Horizonte de la planificación operativa energética

La Planificación Operativa Energética se elabora por un horizonte de optimización no mayor a 3 años, con periodos de decisión de una semana o un mes[17].

2.1.3. Metodología de planificación bajo incertidumbre.

Es considerado un proceso de planificación bajo incertidumbre cuando solo cierta parte de los datos es conocida con exactitud y la segunda parte se encuentra sobre una gran incertidumbre de ocurrencia, esta incertidumbre plantea el cuestionamiento del plan obtenido [18].

Los resultados pronosticados a futuro tendrán un margen de error con respecto a la realidad, se ajustan con exactitud a la realidad futura, es probable que se pueda afirmar que la solución obtenida sea la adecuada, cada metodología aplicada es previamente analizada con la naturaleza de los datos y sus condiciones futuras del sistema analizado, descartando la probabilidad de error de esta manera obtendremos el posible más adecuado.[18]

2.2. Restricciones Operacionales

Son las restricciones determinadas y declaradas por los Agentes Generadores, de tal manera de obtener una operación confiable y segura del sistema [17].

2.2.1. Restricciones Centrales Térmicas

Las centrales de generación eléctrica térmicas presentan un número de restricciones de operación:

- Límites técnicos de operación.

Los límites técnicos de operación se encuentran los factores de potencia mínima ($P_{t_{min}}$) para su funcionamiento sea estable, valor considerado entre el 10% al 30% de la potencia máxima ($P_{t_{MAX}}$) en centrales que utilizan combustibles fósiles y del 20% al 50% de la potencia máxima en centrales con carbón.[19]

- Mínimo tiempo en funcionamiento.

Las unidades una vez puesta en operación (puesta en marcha), no pueden ser apagadas hasta que ha transcurrido un tiempo mínimo que asegure que la temperatura sea igual en todas las unidades generadoras. De esta forma se mantiene los gradientes de temperatura dentro de los límites técnicos que controla la fatiga del material. [19]

- Mínimo tiempo de apagado

Las unidades han sido puestas fuera de servicio, por lo tanto se debe cumplir un tiempo mínimo que asegure la temperatura sea igual en todas las unidades de generación, antes de encontrarse disponible. [19]

- Limitaciones de planta

En centrales termoeléctricas que cuentan con más de una unidad, pueden existir restricciones de operación simultáneas, la cual limitaría su funcionalidad.[19]

- Rampa de encendido y apagado.

Las unidades termoeléctricas pueden realizar cambios graduales de temperatura, por la adición o sustracción de carga en niveles bajos. La particularidad se puede modelar por pedio de ramas de toma de carga.[19]

- Limitaciones de combustibles

Las limitaciones están relacionadas con la disponibilidad de materia prima (combustibles), dentro de las limitaciones que se encuentran el no adecuado nivel de reserva de combustibles. [19]

2.2.2. Restricciones Centrales Hidroeléctricas

Las unidades de generación Hidroeléctrica poseen conjuntos de restricciones propias en su operación:

- Dinámica hidráulica propia de cada embalse

La dinámica hidráulica propia de cada embalse puede representarse como las variables que afectan directamente al volumen del embalse en un determinado periodo, como el caudal de entra, vertimiento del embalse, descarga a la planta hidroeléctrica, evaporación del embalse.

- Cotas mínimas y máximas del embalse

Las centrales hidroeléctricas no pueden operar para cotas muy bajas en el embalse por su baja energía potencial, la cual no cumple para la generación de energía. Respetando las cotas máximas para evitar el vertimiento del recurso y a futuro un valor económico considerable.[19]

- Volumen de embalse

El volúmenes del embalse de la planta hidroeléctrica i en la etapa t . cotas determinada por la utilización del periodo anterior, teniendo un máximo aprovechable para la etapa t .

- Volumen de turbina miento

Es la cantidad de agua enviada y aprovechada por la planta hidroeléctrica i en un periodo t , con un valor de metros cúbicos sobre segundo (m^3/s).

Limitada con valores máximo y mínimo requeridos por cada una de las centrales hidroeléctricas (i)

- Vertimiento no controlable

El vertimiento es la restricción aplicada a los embalses que pueden verter cuando el nivel de almacenamiento está en el máximo, sin tener control sobre la operación del mismo.[20]

2.3. Coordinación para la Ejecución del Despacho Hidrotérmico

El sistema hidroeléctrico en el Ecuador, cuenta con 42.73 % considerable de generación hidráulica efectiva [2], la coordinación hidrotérmica es esencial para la elaboración del programa de generación. La determinación del uso óptimo del recurso primario (agua – combustible fósil), disponible de almacenamiento en el horizonte de programación considerando los aspectos de especial relevancia.

Para la realización de la coordinación hidrotérmica se consideran los aspectos siguientes:

2.3.1. Predicción de la demanda

La predicción de la demanda debe cubrir todo el horizonte de programación, siendo de corto, media o largo plazo, disponiendo de forma mensual, semanal u horaria disponiendo

de los modelos predictivos adecuados. La predicción de la demanda debe incluir la carga y un estimado de las pérdidas del sistema por cada hora y sus particularidades de cada sistema.

2.3.2. Modelo Hidrológico.

El sistema hidrotérmico es modelado a las condiciones hidrológicas y geográficas del mismo. Tienen que ser tomadas en cuenta la relación funcional entre las distintas variables que determinan el estado y la producción de un embalse: caudal, potencia, volumen almacenado y cota. Con las consideraciones técnicas de límites técnicos y restricciones de operación de cada central y de cada embalse.

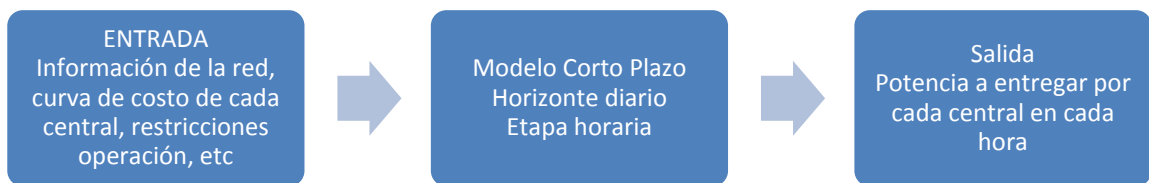


Figura 1 Encadenado Jerárquico de Toma de Decisión.

2.3.3. Modelo de Corto Plazo.

La coordinación hidrotérmica de corto plazo se lleva a cabo con un marco de referencia, de los resultados obtenidos de los modelos de mediano y largo plazo. Realizando la aplicación para un horizonte diario o semanal, consideradas etapas horarias.

El modelo de Corto Plazo se encuentra relacionada con la distribución de generación (repartir cargas), entre las diferentes centrales de generación eléctrica, estas sean de generación hidroeléctrica y generación térmica, para cada hora del horizonte planificado, considerando las restricciones de operación de cada una de ellas.

2.4. Optimización del Despacho Hidrotérmico

La optimización del despacho hidrotérmico es desarrollar el plan de generación hidráulica y generación térmica del sistema ecuatoriano minimizando el costo operativo en el período de corto plazo discretizado en 24 horas, la necesidad de optimización surge por las características del parque generador, la generación hidráulica adquiere un costo operativo bajo dependiente de la hidrología con el riesgo de racionamiento asociado con la temporada de época seca, la generación térmica adquiere un costo elevado por su recurso primario utilizado, con un riesgo menor.

2.4.1. Optimización Restricciones

La optimización se encuentra sujeta a restricciones operativas del sistema, estas deben precautelar las condiciones de calidad y seguridad vigentes, presente en la figura 2.

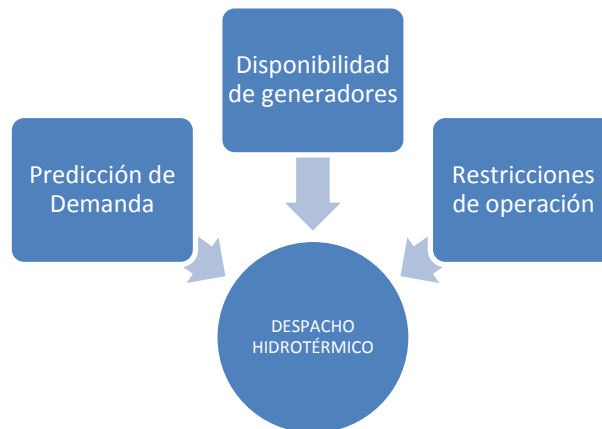


Figura 2 Ingreso de variables Despacho HidroTérmico

- Demanda

El ingreso de la predicción de la demanda es suministrada por las empresas distribuidores, al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), la curva de carga diaria de su mercado con resolución horaria.

2.4.2. Optimización Despacho

La optimización del Despacho Hidrotérmico una vez realizado el despacho de corto plazo, establece las variables de salida descritas en la figura 3.

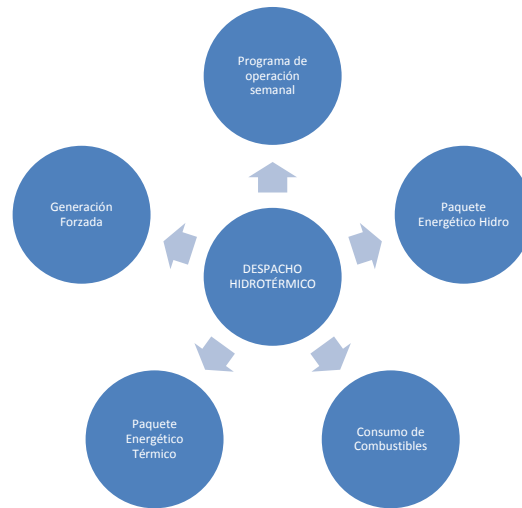


Figura 3 Salida de variables Despacho HidroTérmico

La optimización del despacho hidrotérmico, encuentra soluciones optimas, cumpliendo todas las restricciones o con el proceso de relajación de restricciones en una secuencia ordenada por prioridad hasta alcanzar una solución.[12]

2.4.3. Programación Entera Pura

Una programación entera es pura cuando todas las variables deben ser enteras, lo que quiere decir que toman valores positivos y no fraccionarios.

$$Max_z \text{ o } Min_z = 3x_1 + 4x_2$$

Restricciones:

$$x_1 + x_2 \geq 4$$

$$x_1 - x_2 \leq 7$$

$$x_1, x_2 \geq 0 \quad x_1, x_2 \text{ enteros}$$

La expresión anterior se entiende de la siguiente manera: se desea maximizar o minimizar la función objetivo que determina el costo variable, sujeto a restricciones globales e individuales de todas las centrales de generación que están determinadas como desigualdades lineales.

En la parte final de la modelación se observa claramente la manera de restringir a las variables; en la primera parte se definen a X_1 y X_2 como valores mayores o iguales a cero, esto quiere decir que son números positivos y en la segunda parte se dice que las variables son números enteros, lo cual indica que no pueden ser fracciones.

2.4.4. Programación Entera Combinada

Se dice que una programación entera es combinada cuando se mezclan variables enteras y fraccionarias; en otras palabras, se requiere que solo alguna de las variables sea un número entero

$$Max_o Min_z = 3x_1 + 4x_2$$

Restricciones:

$$x_1 + x_2 \geq 4$$

$$x_1 - x_2 \leq 7$$

$$x_1, x_2 \geq 0 \quad x_1 \text{ enteros}$$

La definición de las variables positivas en la modelación matemática X_1 , X_2 , determina la variable X_1 como entera, mientras que X_2 puede tomar valores fraccionarios, teniendo valores de potencia máxima y mínima

2.4.5. Programación Entera Binaria

La programación entera binaria, está considerada para condiciones de estado (encendido y apagado), las variables toman únicamente valores absolutos de 0 o 1 (acoplado – no acoplado)

$$Max_z \text{ o } Min_z = 3x_1 + 4x_2$$

Restricciones:

$$x_1 + x_2 \geq 4$$

$$x_1 - x_2 \leq 7$$

$$x_1, x_2 = 0 \text{ o bien } 1$$

El modelo matemático define que las variables X_1 y X_2 , sean de orden binario, únicamente tomando valores de 0 y 1, la central i en la etapa t se encuentre acoplada o caso contrario.

2.4.6. Programación lineal entera mixta

La programación lineal entera mixta es el problema de optimizar (maximizar o minimizar) una función lineal de variables enteras, cuyos valores factibles (válidos) están expresados por medio de restricciones lineales (ecuaciones y desigualdades).

La resolución de un programa lineal entero mixto es complejo, el algoritmo matemático simplex, emplea combinación de varias técnicas:

- Heurísticas y meta-heurísticas
- Métodos de Ramificación y acotamiento
- Métodos de planos cortantes
- Combinación (Branch and Bound Cut)

Por no poseer la representación gráfica del espacio de solución, método simplex emplea un proceso iterativo que inicia en un punto extremo factible, del origen y se desplaza sistemáticamente al punto extremo factible, obteniendo un punto óptimo.

- **Método de Ramificación y acotamiento (Branch y Bound)**

El método de ramificación y acotamiento consiste en enumerar todas las soluciones factibles de un problema entero, se cuenta con todos los puntos donde las variables de decisión son enteras, haciendo una semejanza con un plano cartesiano, las variables de decisión se comparan con las coordenadas x-y en donde los valores que se toman son netamente enteros (y elegir la mejor), se denomina enumeración explícita. En muchas ocasiones esto es impracticable.[21]

El problema lineal continuo que se obtiene del problema de programación lineal entera al omitir las restricciones de integralidad de las variables, esto quiere decir: suprimir las restricciones de tipo entero y binario, para que sea un problema de programación lineal, se denomina relajación lineal de programación lineal entera.

La solución óptima de la relajación lineal de la programación lineal entera, el valor óptimo de función objetivo “z” es entero menor o igual que el valor óptimo de la función objetivo “z” para la relajación del problema de programación lineal (PL relajado), y por lo tanto el valor de la relajación llega a ser un límite o acotamiento superior para el problema de programación entera planteado.[21]

Seleccionamos aleatoriamente una variable que sea fraccionaria en la relajación del programa lineal entero, entonces el problema se ramifica en dos sub problemas adicionales.

La sub división del problema, seleccionamos de manera arbitraria un sub problema que no haya sido tratado como un programa lineal entero, y ahora se ramifica sobre la otra variable y nuevamente se generan dos sub problemas, expresado en la figura4, hasta encontrar la solución óptima.[22]

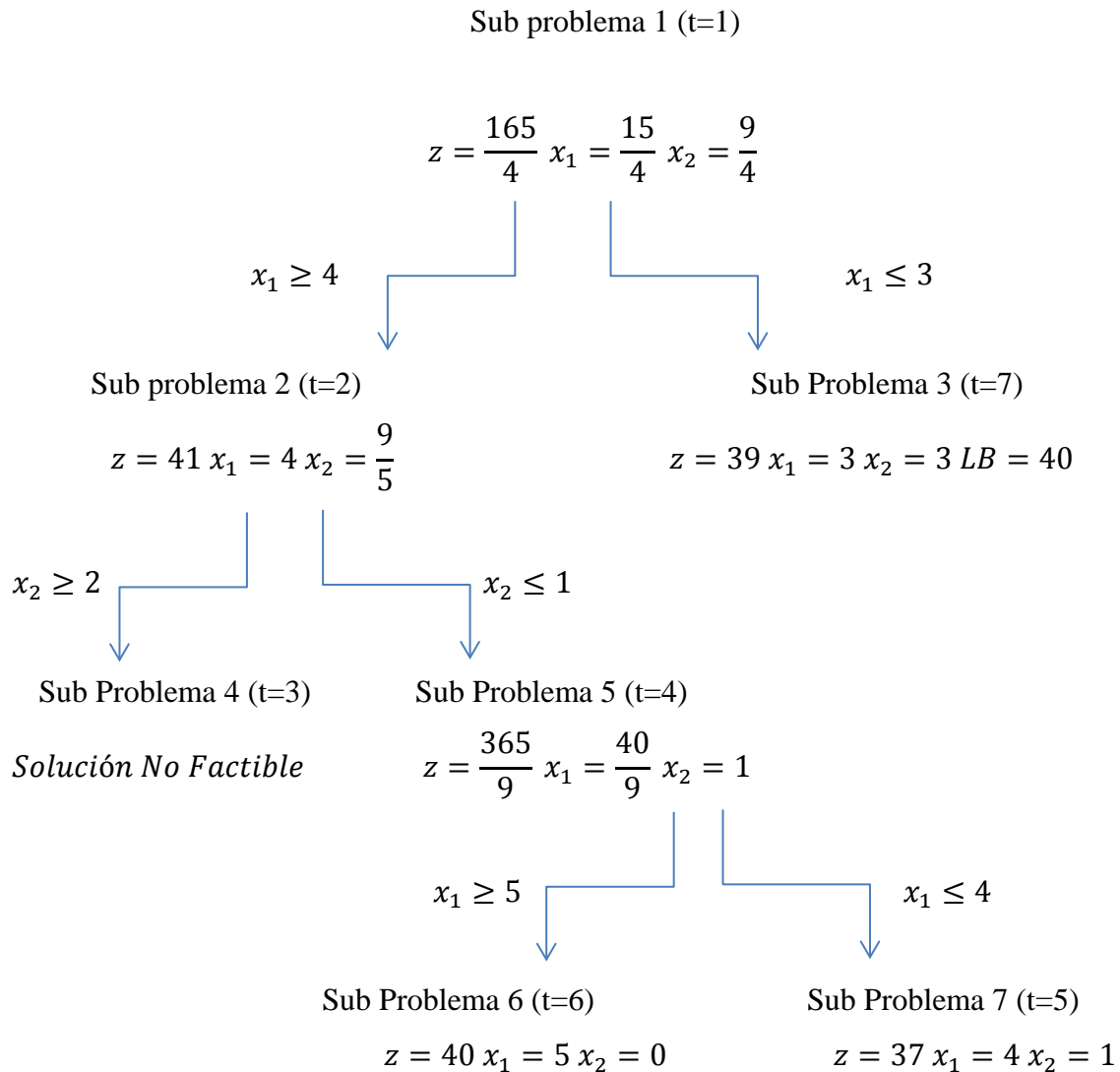


Figura 4 Ramificación y Acotamiento para programación entera

La representación de los sub problemas originados se denomina árbol, cada uno de los sub problemas sub siguientes se los llama nodos y las líneas de acción que unen dos nodos del árbol de nombra arco.[22]

- **Método de Ramificación y Acotamiento (Programación Mixta)**

La ramificación y acotamiento para los problemas, donde los valores de las variables son enteros y en otros casos no enteros, la solución para problemas de programación lineal entera mixta se modifica la descripción anterior.

La relajación de programación lineal de la programación entera de la misma forma.

La ramificación de la variable (x_1) se lo expresa como una variable de decisión, puesto que si la ramificación de la otra variable (x_2), se estaría quebrantando la restricción impuesta.

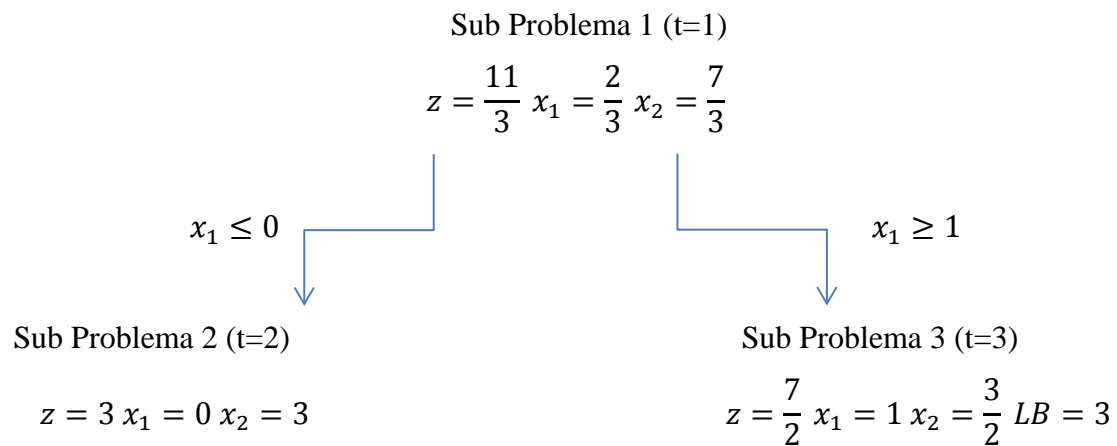


Figura 5 Ramificación y Acotamiento problema de programación mixta

CAPÍTULO III

PLANTEAMIENTO DEL MODELO

El problema a resolver es el despacho hidrotérmico del sistema eléctrico ecuatoriano en el corto plazo, tomando datos del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como válidos. Para su solución se considera: una cuota hidroeléctrica alta, basando en una temporada de época con presencia continua de lluvias, con acción mayoritaria de centrales de generación hidroeléctricas, cumpliendo las puntas de demanda con generación térmica, presentando la metodología matemática con sus restricciones de funcionamiento para el despacho óptimo de las centrales hídricas y centrales térmicas

3.1. Criterios para el Desarrollo del Modelo

El desarrollo del modelo cuenta con criterios de optimización, valores bajos de producción (económico), y restricciones de operación de todas las centrales de generación térmica y hídricas

El problema del despacho económico es el que indica la salida de potencia de cada unidad generadora, minimizando el costo total requerido para una determinada demanda, por lo cual se debe coordinar los costos de producción de cada una de las unidades que se encuentren en funcionamiento en el sistema.

Con la variación diaria de la carga, se establece una operación de generación eficiente, empezando por las centrales de menor costo de operación variables hasta la central más eficiente que cumpla con la satisfacción de la demanda total.

3.1.1. Costo de Arranque Unidad Térmica

El costo de arranque – parada de una unidad turbo – vapor, es la cual que incurre para poner en operación e ingresar en línea la unidad, luego que ha permanecido parada, a

solicitud del CENACE por más de 48 horas (arranque en frío), en caso que la unidad se encuentra en funcionamiento antes de 48 horas, se considera como un arranque en caliente.[23]

El criterio para el cálculo de costo de arranque – parada se expresa en función del porcentaje de la inversión del equipo que es afecta por el proceso arranque - parada, el factor de recuperación del capital, la inversión total actualizada y el tiempo de funcionamiento equivalente al arranque – parada.

Los costos de arranque – parada se expresarán en dólares, se consideran valores constantes para cada una de las centrales térmicas y se formula de la siguiente manera:

$$C_j * v_{jk}, [24]$$

Donde C_j es el costo de arranque de la central j , y v_{jk} es una variable binaria que toma el valor de 1 si la central j está en funcionamiento durante el período k y 0 en otro caso.

3.1.2. Costo Variable Unidad Térmica

El costo variable de producción es necesario para operar y mantener la generación y que cambia en función de la energía producida, con la sumatoria de los costos:

- Costo de combustible.
- Costo de transporte de combustible
- Costo de agua potable
- Costos variables de operación y mantenimiento de los equipos instalados. [25]

Los valores de los costos variables de cada una de las centrales están determinado como dato de entrada para la selección técnica de las unidades generadoras:

$$B_j * p_{jk} [24]$$

Donde B_j es el coste variable de la central j , y p_{jk} es la producción de la central j durante el periodo k .

3.2. Desarrollo de la Metodología Matemática

La formulación matemática del problema de optimización de despacho hidrotérmico en el corto plazo resultante (función objetivo y restricciones).

Considerando un horizonte de programación diario (horaria), el modelo propuesto procesa toda la información adquirida en forma de variables de entrada, lleva a cabo un algoritmo de optimización, obteniendo como resultado programas de generación para todas las unidades generadoras.

La descripción de la metodología matemática, indica los parámetros e información de entrada al modelo como las variables de salida.

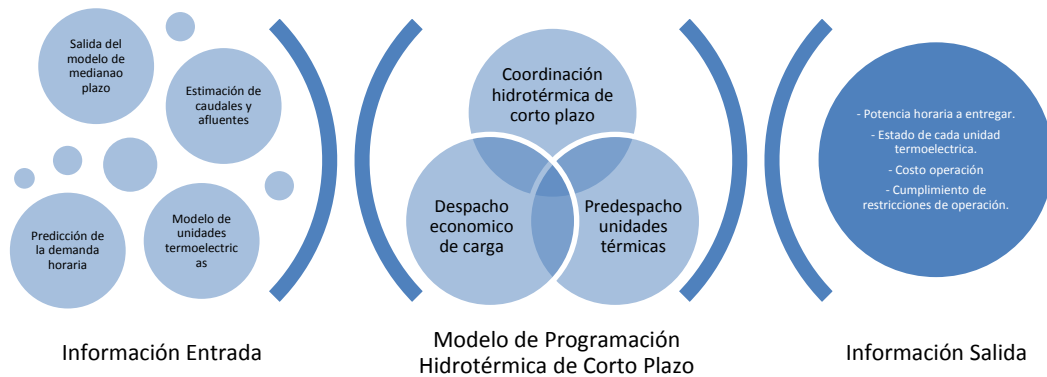


Figura 6 Parámetros e información ingreso - salida modelo

3.2.1. Información de entras del modelo.

3.2.1.1. Predicción de la demanda horaria

La predicción de la demanda cubre el horizonte de programación en forma horaria. La

predicción de la demanda debe incluir la carga como una estimación de las pérdidas del sistema para cada hora[19]

3.2.1.2.Modelo de unidades termoeléctricas

La ejecución del despacho económico de carga, cuenta con el costo incremental lineal permitiendo la programación entera mixta, con información referida a los límites técnicos y las restricciones de operación de cada unidad.[19]

3.2.1.3.Modelo hidráulico de embalses.

El sistema hidrotérmico se modela de acuerdo a las condiciones hidrológicas y geográficas propias del mismo. El operador del sistema debe disponer de un modelo de las centrales, así como de relaciones funcionales entre las distintas variables que determinan el estado y la producción de un embalse: caudal, potencia, volumen, almacenado y cota.

3.2.2. Información de Salidas del modelo

La información procesada en el optimizador con los datos de salida, el modelo entrega un programa de generación para cada unidad generadora, llegando a obtener valores factibles y el costo total sea cercano al óptimo.

3.2.2.1.Estado de unidad

Se determina el estado actual de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, identificando su estado actual (encendido o apagado), para cada una de las horas del horizonte de estudio.

3.2.2.2.Potencia a entregar por cada central hidroeléctrica en cada hora.

Se determinara las central de generación hidroeléctrica de embalse, las cuales entregaran su máxima potencia, siendo el principal aporte y las primeras centrales en abastecer la

demanda total del sistema. Las generadoras hidroeléctricas de menor capacidad aportaran una cuota energética establecida dentro de las cuales se distribuirá en el rango de máxima y mínima potencia disponible, para todo el horizonte de estudio.

3.2.2.3.Potencia horaria a entregar por cada central termoeléctrica

Las unidades de generación termoeléctrica que se encuentren fuera del servicio o en indisponibilidad, entregan potencia cero(o diferente de cero considerando las rampas de encendido y apagado). Las que se encuentren operando, estarán designadas un valor de potencia por el despacho económico de carga realizando por cada hora del horizonte de estudio.

3.2.2.4.Evaluación del cumplimiento de restricciones

Las restricciones establecidas conviniera ser cumplidas por el modelo, el presente cuenta con soluciones factibles, resultando conveniente revisar el cumplimiento, parcial o total de las distintas restricciones de operación.

3.3. Modelo de Optimización

Un modelo de optimización es la representación matemáticamente, simplificada la realidad compleja del despacho hidrotérmico en el corto plazo. El modelo es la herramienta de ayuda para la toma de decisiones, por lo cual, los resultados tienen que ser inteligibles y útiles. Desarrollada con un conjunto de procesos estructurados: análisis y detección de la relación entre los datos, establecimiento de datos con la representación del problema y uso de algoritmos específicos de solución.

Al representar matemáticamente se muestra un numero de combinaciones de valores enteros, en este caso de estudio la presentación de un numero grande de variables instituye un número mayor de combinaciones posibles, presentando una alta complejidad computacional.

El presente estudio busca aplicar un método más exacto para su optimización, reduciendo los tiempos y límites de búsqueda, descartando los métodos heurísticos que no cuentan con una base matemática determinada, siguiendo lineamientos de noción, aproximándose a la solución óptima en una aceptable cantidad de tiempo.

El método simplex cumple con las necesidades de resolución y optimización de los recursos computacionales para un exacto resultado mínimo o máximo. El problema considera valores enteros – mixtos los cuales son representados en las restricciones de operación y de acoplamientos de las centrales de generación. A este problema lo desarrollaremos como un problema lineal entero mixto.

Función Objetivo

La función objetivo es la de minimizar el costo total del despacho hidrotérmico optimizando los recursos primarios, con la suma del costo de arranque, costos variables de operativos de las unidades, costo del despacho hidroeléctrico; con la planificación del horizonte multi-horario, para la satisfacción de la demanda horaria requerida, cumpliendo las restricciones globales y restricciones individuales de las unidades generadoras que se encuentra dentro del parque generador ecuatoriano.

$$Min_z = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J [B_j * p_{jk} + C_j * y_{jk}]$$

Dónde:

- B_j = Costo variable de operación de la central j.
- $P_{j,k}$ = Producción de la central j, en el periodo k.
- C_j = Costo de arranque de la central j
- $Y_{j,k}$ = Variable de arranque de la central j en el periodo k.

3.4. Restricciones para Modelación

Las restricciones impuestas para la modelación de la optimización del despacho hidrotérmico en el corto plazo, son herramientas estratégicas limitantes que las constituyen las restricciones globales y restricciones de individuales.

3.4.1. Restricciones Globales

Las restricciones globales están determinadas a limitar de forma general al sistema, dando confiabilidad y robustez al modelo, con la selección técnica económica de las centrales de generación térmica se modelan las siguientes restricciones:

- Restricción de balance de potencia activa

El abastecimiento de la demanda en todo instante, manteniendo un balance entre la producción y consumo. La restricción debiéndose cumplir para no producir variaciones en la frecuencia nominal de trabajo, siendo imprescindible para la selección técnica económica de unidades:

$$\sum_{j=1}^J p_{jk} = D_k$$

($\forall k$) [24]

Dónde:

J = Numero de centrales

D_k = Demanda de potencia en el instante k

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k

($\forall k$) La formulación planteada se cumple para todo instante k.

- Restricciones de reserva de potencia

La reserva de potencia es la que asegura la respuesta inmediata del sistema a ser abastecido ante un percance de las unidades de generación; por confiabilidad y robustez la potencia total disponible de centrales en funcionamiento, debe ser superior que la demanda, con una determinada cantidad de reserva

$$\sum_{j=1}^J P_j * v_{jk} \geq D_k + R_k$$

(∀k) [24]

Dónde:

P_j = Límite máximo de potencia de la unidad j

R_k = Potencia de reserva requerida por el sistema en instante k

D_k = Demanda de potencia en el instante k

V_{jk} = Variable binaria, 1 si la central j en funcionamiento durante el periodo k y 0 si la central j no se encuentra en funcionamiento durante el periodo k.

3.4.2. Restricciones Individuales

Las restricciones individuales, son limitaciones que afectan en su operación, funcionamiento y son características de cada una de ellas, con el cumplimiento correcto se realiza la selección técnica económica de las unidades.

Restricciones Centrales Hidráulica

Las restricciones presentes, toman en consideración para las plantas hidroeléctricas con embalse.

- Límite de generación de Potencia Activa

La consideración de los límites de generación de potencia activa, es la de satisfacer la demanda, el límite está establecido por la cantidad de potencia mecánica que puede

entregar el generador (turbina). [20]

Las centrales de generación, establecen un límite de producción mínimo y un límite de producción máxima.

$$\underline{P}_j * v_{jk} \leq p_{jk} \leq \overline{P}_j * v_{jk} \quad [24]$$

Dónde:

\underline{P}_j = Límite mínimo de potencia de la unidad j

\overline{P}_j = Límite máximo de potencia de la unidad j

V_{jk} = Variable binaria, 1 si la central j en funcionamiento durante el periodo k y 0 si la central j no se encuentra en funcionamiento durante el periodo k.

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k

- Potencia Mínima

La potencia mínima a ser despachada de cada una de las centrales, consideradas dentro de la selección técnica económica de unidades.

$$p_{jk} \geq \underline{P}_j \quad \forall j \in \text{Hidraulicas} \quad [24]$$

Dónde:

\underline{P}_j = Límite mínimo de potencia de la unidad j

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k

- Variación Toma de Carga

La variación de toma de carga, se conoce como la variación de potencia generada por una planta de generación en un intervalo de tiempo, teniendo como máxima rampa de subida y bajada.[20]

La variación de toma de carga dependerá de la unidad de generación, por su operación técnica que se encuentra acoplado al generador con sus limitaciones de funcionalidad.

Rampa Máxima de Subida de Carga.

Las centrales presentan un máximo de producción, estas no pueden sobrepasar dicho límite, al pasar de un periodo de tiempo determinado al siguiente.

$$p_{j,k+1} - p_{jk} \leq S_j$$

$$\forall (k = 1, \dots, K)$$

[20]

Dónde:

S_j = Rampa máxima de subida de carga de la central j

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k

p_{jk+1} = Producción de la central j durante el periodo siguiente (k + 1).

Las restricciones es válida para todas las centrales j y para el intervalo de evaluación k(24 horas).

Rampa Máxima de Bajada de Carga

Las centrales presentan un mínimo de producción, estas no pueden sobrepasar dicho límite, al pasar de un periodo de tiempo determinado al siguiente.

$$p_{jk} - p_{j,k+1} \leq T_j$$

[20]

Dónde:

T_j = Rampa máxima de bajada de la central j.

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k .

- Tiempo Máximo de Operación.

Las centrales de generación presentan un tiempo máximo de operación en horas, presente en operación o en línea una vez que ingreso en cualquier instante de tiempo.

$$\sum_{k=0}^{\min(T-K, Tmu_{(j)}+1)} v_{j,k+A} \leq Tmu_{(j)}$$

$$\forall k = 2, \dots, K$$

[24]

Dónde:

$Tmu_{(j)}$ = Máximo tiempo de la planta j puede permanecer en línea.

- Tiempo mínimo de salida

El tiempo mínimo de salida, es el requerido que se encuentre fuera de servicio la unidad de generación térmica luego de haber salido de línea. [20]

$$v_{jk} - v_{jk} + v_{jA} \leq 1$$

$$\forall \left(\begin{matrix} k = 2, \dots, K \\ A = k + 1, \dots, \min(K + 1, k + T_d - 1) \end{matrix} \right)$$

[20]

Dónde:

v_{jk-1} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo $k-1$ y 0 en el caso contrario.

v_{jk} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo k y 0 en el caso contrario.

v_{jA} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo A y 0 en el caso contrario.

La formulación es válido para el intervalo $k = 2$ hasta el horizonte de 24 horas, y A es el intervalo siguiente $(k + 1)$ hasta el intervalo anterior k añadido el tiempo mínimo de salida de la planta j $(k + T_d - 1)$

Dónde:

T_d = Tiempo mínimo de la central j permanece fuera de línea.

- Tiempo mínimo de operación

El tiempo mínimo de operación, es el requerido que se encuentre en servicio la unidad de generación térmica durante la puesta en línea del sistema.[20]

$$v_{jk} - v_{jk} + v_{jA} \geq 0$$

$$\forall \left(\begin{array}{l} k = 2, \dots, K \\ A = k + 1, \dots, \min(K + 1, k + T_u - 1) \end{array} \right)$$

[20]

Dónde:

v_{jk-1} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo k-1 y 0 en el caso contrario.

v_{jk} = Variabke binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo k y 0 en el caso contrario.

v_{jA} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo A y 0 en el caso contrario.

La formulación es válido para el intervalo $k = 2$ hasta el horizonte de 24 horas, y A es el intervalo siguiente $(k + 1)$ hasta el intervalo anterior k añadido el tiempo mínimo de

operación de la planta j ($k + T_u - 1$)

Dónde:

T_u = Tiempo mínimo de la central j permanece en línea.

- Volumen Mínimo y Máximo

Limites mínimo y máximos de volumen de agua dentro el embalse

$$V_{min}(j, k) \leq V(j, k) \leq V_{max}(j, k)$$

[24]

Dónde:

$V_{min}(j, k)$ = Volumen mínimo del embalse de la planta j, en el periodo k.

$V_{max}(j, k)$ = Volumen máximo del embalse de la planta j, en el periodo k.

$V(j, k)$ = Volumen del embalse de la planta j, en el periodo k.

- Volumen de Embalse

$$V_{emb}(j, k) - \sum_{k=1}^K \frac{P_{j,k}}{rend_{j,k}} \geq Vol_{min}(j, k)$$

[20]

Dónde:

$Vol_{min}(j, k)$ = Volumen mínimo del embalse de la planta j, en el periodo k.

$V_{emb}(j, k)$ = Volumen de embalse periodo anterior de la planta j, en el periodo k.

$P_{j,k}$ = Producción de la planta j en el periodo k.

$rend_{j,k}$ = Rendimiento de la planta j, en el periodo k

- Cuota Energética Hidráulica

Las centrales secundarias de generación hidráulica son tomadas en cuenta como base de generación, por lo tanto conforma la cuota energética para el caso de estudio.

$$\sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J p_{j,k} \leq \sigma_{jcuot}$$

Dónde:

σ_{jcuot} = Cuota energética de las unidades j

p_{jk} = Potencia de la unidad j en el periodo k

Restricciones Centrales Térmicas

- Límite de generación de Potencia Activa

La consideración del límite de generación de potencia activa, es la de satisfacer la demanda, el límite está establecido por la cantidad de potencia mecánica que puede entregar el generador (turbina). [20]

Las centrales de generación térmica, establecen una producen un límite mínimo y un límite máxima de producción.

$$P_j * v_{jk} \leq p_{jk} \leq P_j * v_{jk}$$

[20]

Dónde:

P_j = Potencia activa mínima de la unidad j respectivamente

P_j = Potencia activa máxima de la unidad k respectivamente

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k

v_{jk} = Variable binaria que toma la central, 1 en funcionamiento durante el periodo k

y 0 indisponible durante el periodo k.

- Tiempo mínimo de salida

El tiempo mínimo de salida, es el requerido que se encuentre fuera de servicio la unidad de generación térmica luego de haber salido de línea. [20]

$$v_{jk} - v_{jk} + v_{jA} \leq 1$$

$$\forall \left(\begin{array}{l} k = 2, \dots, K \\ A = k + 1, \dots, \min(K + 1, k + T_d - 1) \end{array} \right)$$

[20]

Dónde:

v_{jk-1} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo k-1 y 0 en el caso contrario.

v_{jk} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo k y 0 en el caso contrario.

v_{jA} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo A y 0 en el caso contrario.

La formulación es válido para el intervalo $k = 2$ hasta el horizonte de 24 horas, y A es el intervalo siguiente $(k + 1)$ hasta el intervalo anterior k añadido el tiempo mínimo de salida de la planta j $(k + T_d - 1)$

Dónde:

T_d = Tiempo mínimo de la central j permanece fuera de línea.

- Tiempo mínimo de operación

El tiempo mínimo de operación, es el requerido que se encuentre en servicio la unidad de

generación térmica durante la puesta en línea del sistema.[20]

$$v_{jk} - v_{jk} + v_{jA} \geq 0$$

$$\forall \left(\begin{matrix} k = 2, \dots, K \\ A = k + 1, \dots, \min(K + 1, k + T_u - 1) \end{matrix} \right)$$

[20]

Dónde:

v_{jk-1} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo k-1 y 0 en el caso contrario.

v_{jk} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo k y 0 en el caso contrario.

v_{jA} = Variable binaria, 1 si a central j está en funcionamiento durante el periodo A y 0 en el caso contrario.

La formulación es válido para el intervalo $k = 2$ hasta el horizonte de 24 horas, y A es el intervalo siguiente $(k + 1)$ hasta el intervalo anterior k añadido el tiempo mínimo de operación de la planta j $(k + T_u - 1)$

Dónde:

T_u = Tiempo mínimo de la central j permanece en línea.

- Variación Toma de Carga

La variación de toma de carga, se conoce como la variación de potencia generada por una planta de generación térmica en un intervalo de tiempo consecutivo, teniendo como máxima rampa de subida y bajada.[20]

La variación de toma de carga dependerá de la unidad de generación, por su operación técnica que se encuentra acoplado al generador con sus limitaciones de funcionalidad.

Rampa Máxima de Subida de Carga

.

Las centrales térmicas, presentan un máximo de producción, estas no pueden sobrepasar dicho límite, al pasar de un periodo de tiempo determinado al siguiente.

$$p_{j,k+1} - p_{jk} \leq S_j$$
$$\forall (k = 1, \dots, K)$$

[20]

Dónde:

S_j = Rampa máxima de subida de carga de la central j

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k

p_{jk+1} = Producción de la central j durante el periodo siguiente (k + 1).

Las restricciones es válida para todas las centrales j y para el intervalo de evaluación k(24 horas).

Rampa Máxima de Bajada de Carga

Las centrales térmicas, presentan un mínimo de producción, estas no pueden sobrepasar dicho límite, al pasar de un periodo de tiempo determinado al siguiente.

$$p_{jk} - p_{j,k+1} \leq T_j$$

[20]

Dónde:

T_j = Rampa máxima de bajada de la central j.

p_{jk} = Producción de la central j durante el periodo k.

- Tiempo Máximo de Operación.

Las centrales de generación térmica presentan un tiempo máximo de operación en horas, presente en operación o en línea una vez que ingreso en cualquier instante de tiempo.

$$\sum_{k=0}^{\min(T-K, Tmu_{(j)}+1)} v_{j,k+A} \leq Tmu_{(j)} \\ \forall k = 2, \dots, K$$

[24]

Dónde:

$Tmu_{(j)}$ = Máximo tiempo de la planta j puede permanecer en línea.

CAPÍTULO IV

CASOS DE ESTUDIO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se tratará sobre el análisis de los casos de estudio y sus resultados, enfocados en dos casos. El primero denominado caso base el cual considera una hidrología alta, y el segundo llamado caso dos considerando una hidrología baja para un parque generador mayoritariamente abastecido por generación térmica, posteriormente se efectuará un análisis de sensibilidad con la selección optima en el despacho hidrotérmico en el corto plazo, disminuyendo el recurso hídrico.

Metodología para la optimización

El modelo de optimización planteado en el capítulo anterior, será resuelto a través del optimizador GAMS (General Algebraic Modeling System), el cual permitirá obtener la selección de las unidades de generación, mediante el uso de sus “solvers” permitiendo la resolución del problema. En el optimizador se ingresan las restricciones globales e individuales a ser cumplidas por las centrales de generación; para el efecto el GAMS usará los datos de todas la unidades generadoras, el pronóstico de la demanda para el caso de estudio, la cuota energética suministrada por centrales hidroeléctricas, datos de centrales operativas del día preliminar, volumen de embalse para el período de estudio, y la no inclusión de energía a través de interconexiones internacionales Anexo 3

La resolución del problema de optimización del despacho hidrotérmico a corto plazo será mediante programación lineal entera mixta, obteniendo como resultado la minimización del costo total de operación del sistema y cumpliendo los requerimientos establecidos en la modelación matemática, permitiendo obtener además los valores de potencia de cada una de las centrales en un intervalo de tiempo horario.

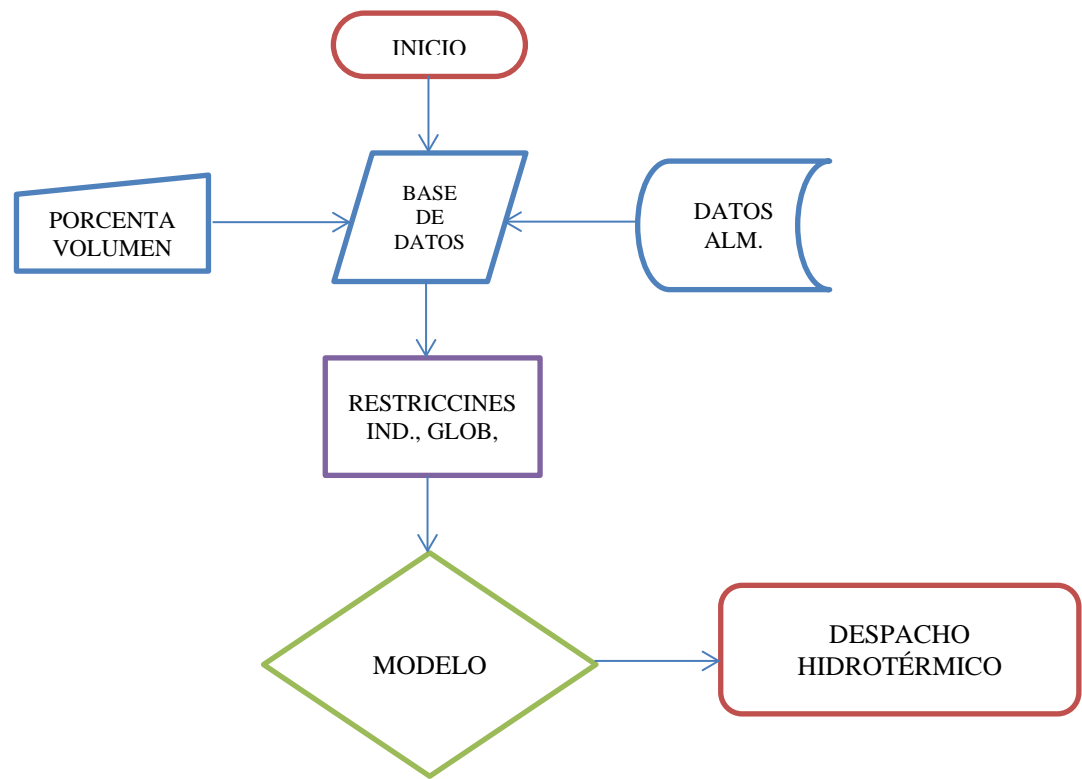


Figura 7 Diagrama De Flujo Despacho Hidrotérmico Optimo

4.1 CASO BASE: Considerando Hidrología Alta

El caso base de estudio considera el problema de selección de unidades con la disponibilidad de ciertas centrales térmicas e hídricas del parque generador ecuatoriano. La demanda a ser abastecida corresponderá a la del 16 de marzo del 2014, misma toma en cuenta las pérdidas y los consumos internos, además de definir una cuota energética para las centrales hidroeléctricas de pasada (5000 MWh); la demanda tomada en consideración se presenta en la figura 8, siendo suministrada por CENACE:

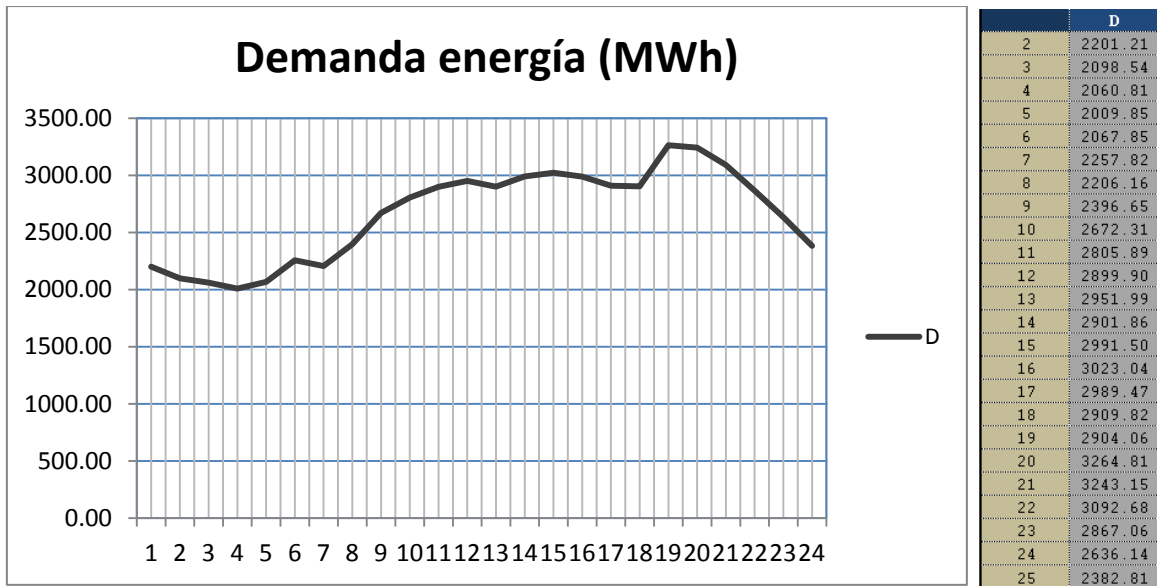
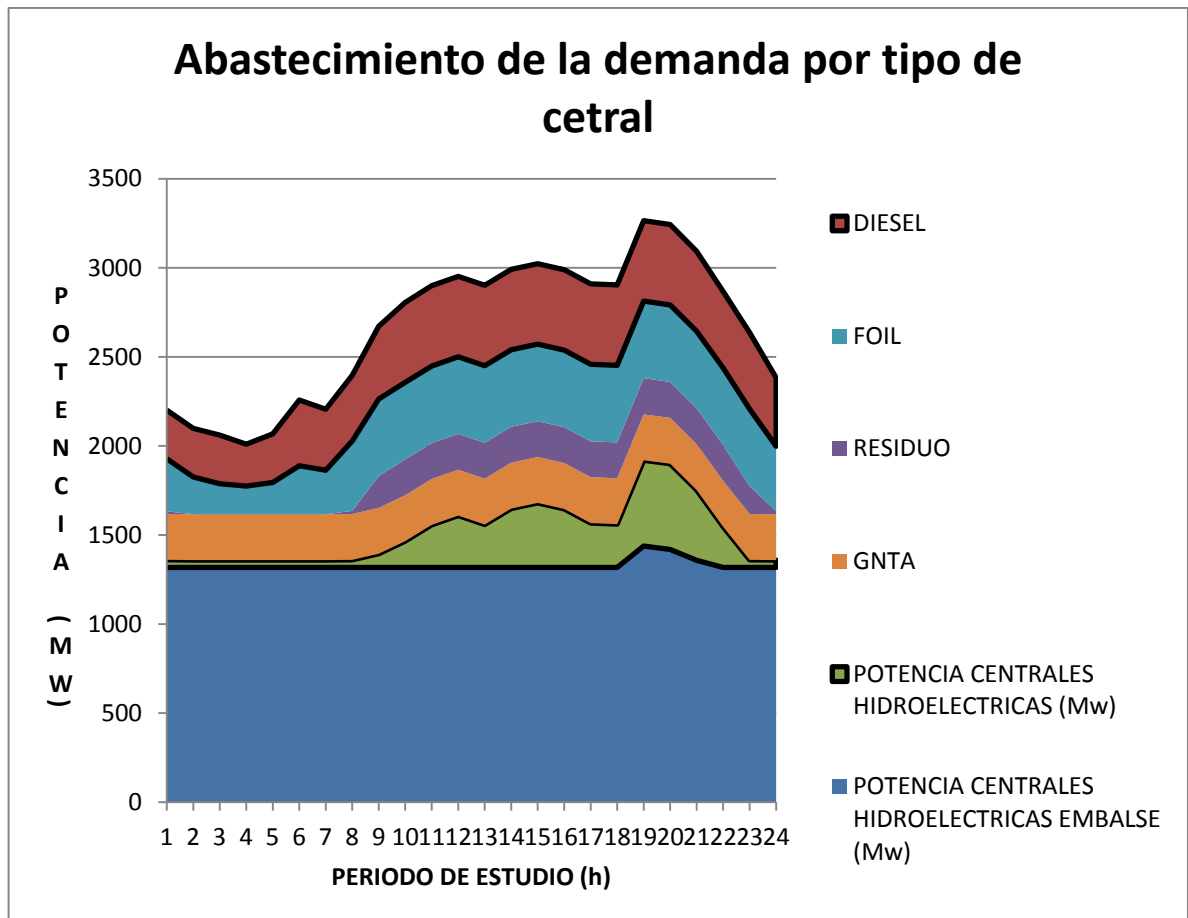


Figura 8 Demanda horaria del Sistema Eléctrico Ecuatoriano

El despacho horario hidrotérmico del periodo de estudio obtenido se muestra en la figura 9.



POTENCIA CENTRALES TÉRMICAS (MW)																											
	774.37	691.48911	643.27025	645.42151	713.41825	868.84	845.67966	1046.45429	1283.36087	1396.25	1490.9	1490.9	1439.4	1439.9	1490.9	1490.9	1494.25596	1470.1	1490.9	1464.11046	1481.4098	1457	1232.2	997.68			
DIESEL	290.47	284.88911	277.27035	279.42151	285	369	356.77966	369	446.76087	530.97	531.62	531.62	531.13	531.62	531.62	531.62	531.62	531.62	531.62	531.62	531.62	548.68	429.26	379			
RESIDUO	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	24.6	185	207.68	301.68	301.68	250.68	250.68	301.68	301.68	295.03596	280.83	301.68	274.89046	292.1898	250.68	145.35	20.8			
FUEL OIL	219.9	142.6	102	102	164.41825	235.84	224.9	395.25429	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	340.26		
GNTA	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6	257.6		
POTENCIA CENTRALES HIDROELECTRICAS EMBALSE (MW)																											
	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1318	1414.33017	1358	1318	1318	1318	1318		
POTENCIA CENTRALES HIDROELECTRICAS (MW)																											
	41.26	41.26	41.26	41.26	41.26	41.26	41.26	43.57	44.97	80.11495	93.65778	117.87871	104.57	177.057	179.14744	132.98	74.51	63.87	403.34	403.34	274.92868	69.628	42.57	41.26			
DEMANDA HORARIA (MWh)																											
	2133.63	2050.75	2002.53	2004.68	2072.68	2228.10	2204.94	2408.02	2852.33	2794.36	2802.56	2326.78	2861.98	2334.96	2388.05	2841.88	2876.77	2851.72	3308.57	3225.45	3074.34	2844.60	2592.78	2356.32			

Figura 9 Demanda total (MW) por tipo de central de generación.

Del despacho hidrotérmico horario, resultado de la optimización, se observa que en la parte inferior el valor abastecido por las centrales hidroeléctricas de embalse con un valor de 31893.00 MWh, seguido por la energía de la cuota energética en la parte superior con un valor de 4511.33 MWh; las centrales termoeléctricas cumplen con abastecimiento del residual de demanda energética cuyo valor asciende a 27431.03 MWh, permitiendo así satisfacer la demanda total del sistema en el periodo de estudio. La sumatoria de los valores de potencia dentro del periodo de estudio se presenta en la tabla 9.

TIPO DE CENTRAL	TOTAL ENERGIA SUMINISTRADA (MWh)
CENTRAL TERMICA	27431.03
GAS NATURAL	6182.40
RESIDUO	3002.68
FUEL OIL	8773.53
DIESEL	9472.42
CENTRAL HIDROELECTRICA DE EMBALSE	31893.00
CUOTA CENTRAL HIDROELECTRICA	4511.34
DEMANDA TOTAL HORARIA	63835.37

Tabla 9 Total demanda por tipo de central. Caso base

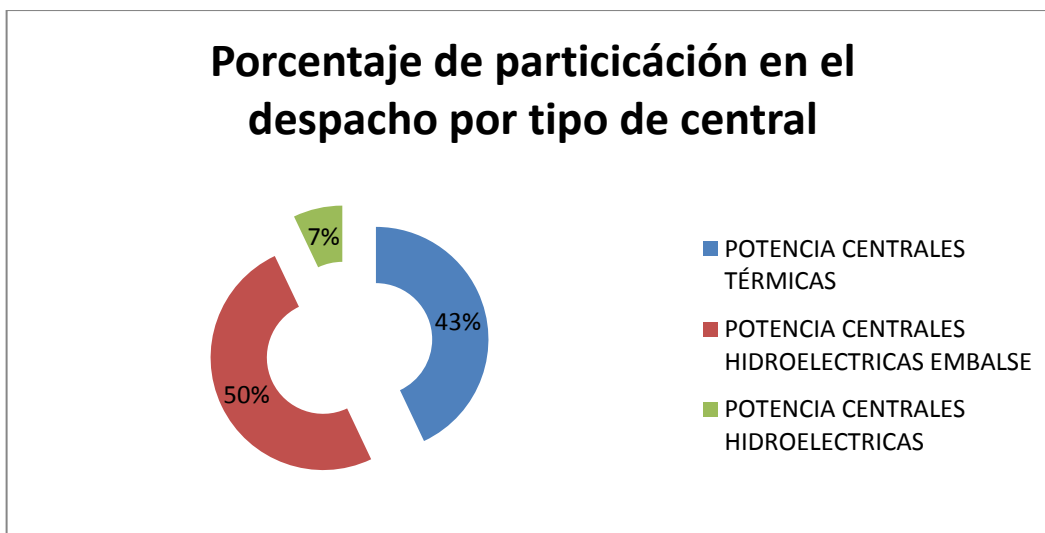


Figura 10 Potencia suministrada (MW) por tipo de central

En la figura 10 se aprecia el porcentaje de aporte por tipo de centrales de generación, el 50% presente con centrales de generación hidroeléctrica de embalse, el 43% abastecido por generadores térmicos; y la participación de generadores hidroeléctricos de pequeña y de pasada con una cuota energética del 7%.

En la figura 11 se muestran los valores de agua turbinada en unidades de hectómetros cúbicos, por las centrales de generación hidráulica de embalse en el periodo de estudio.

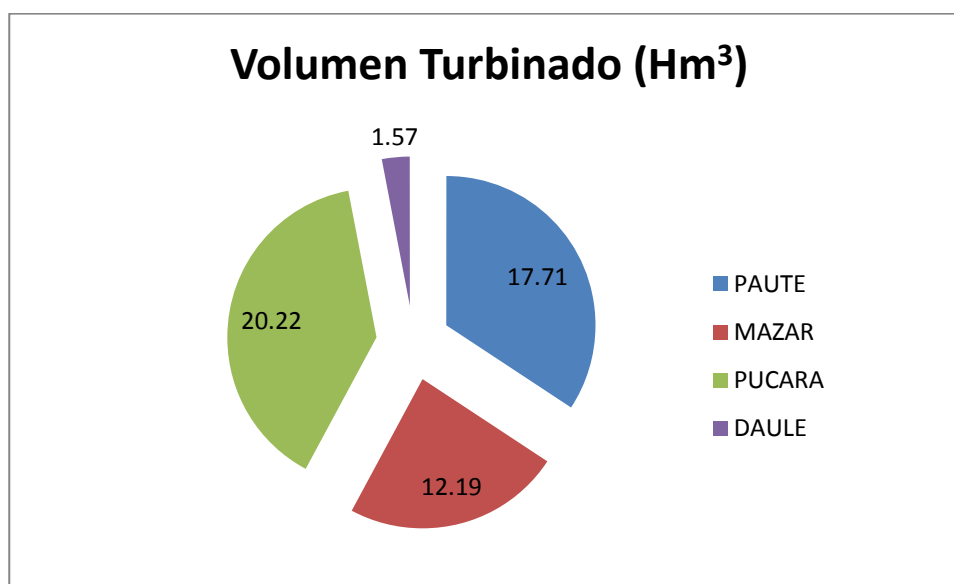


Figura 11 Volumen turbinado por central en el periodo de estudio. Caso Base

El consumo de combustible de las centrales de generación térmica está representado en la figura 12, con una participación importante de las centrales que utilización como combustible diésel, con el 50.35% del total utilizado, el combustible Fuel oil representa el 37.79%, la participación de centrales de residuo con 11.82%.

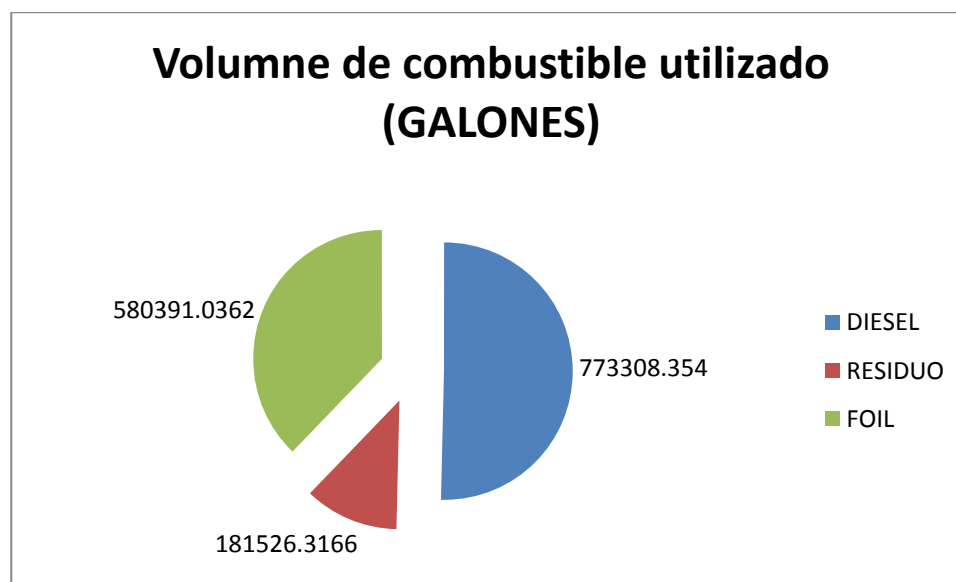
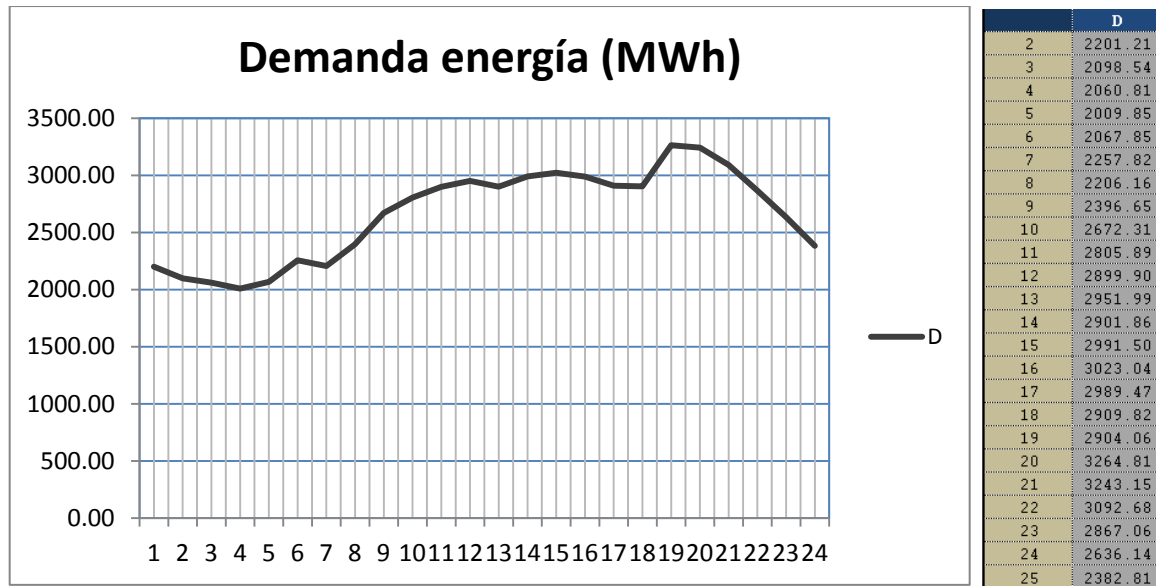


Figura 12 Volumen de combustible utilizado en el periodo de estudio. Caso base

La optimización del despacho hidrotérmico para el caso base ha permitido obtener un valor del costo del sistema, durante el periodo de estudio, que asciende a 300484.65 dólares.

4.2 CASO 2: Considerando Hidrología Baja

El caso dos de estudio considera el problema de selección de unidades con la disponibilidad de ciertas centrales térmicas e hídricas del parque generador ecuatoriano. Para las centrales hidroeléctricas Paute y Mazar, se disminuye el volumen de embalse en 35% del volumen máximo de capacidad.. La demanda a abastecer será la del caso base, la cuota energética aportada por las centrales hidroeléctricas de pasada asciende al valor de 3000 MWh, los supuestos mencionados permiten simular un escenario seco;



El despacho horario hidrotérmico del periodo de estudio obtenido se muestra en la figura 14.

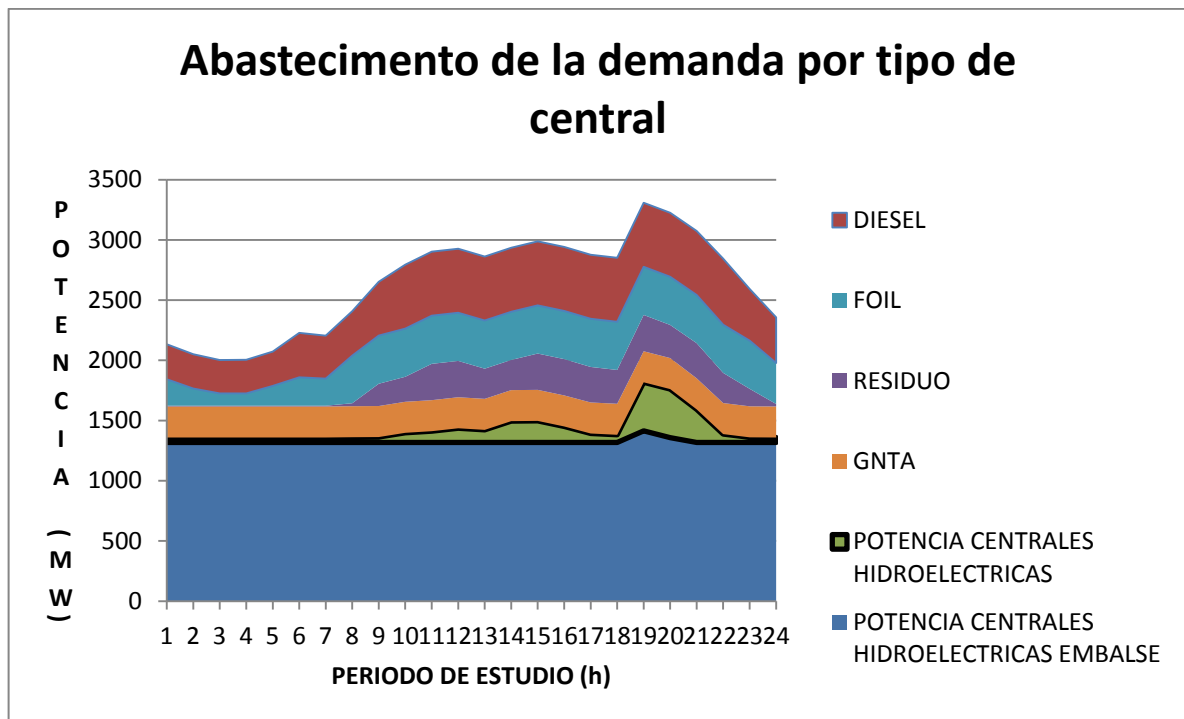


Figura 13 Demanda total por tipo de generación.

De la optimización el despacho hidrotérmico horario, en la parte inferior se observa el valor abastecido por las centrales hidroeléctricas de embalse con un valor de 31768.33 MWh, seguido por la potencia de la cuota energética en la parte superior con un valor de 2636 MWh; las centrales termoeléctricas cumplen con abastecimiento del residual de demanda valor de 28835.02 MWh, así satisfaciendo la demanda total del sistema en el periodo de estudio. La sumatoria de los valores de potencia dentro del periodo de estudio se presenta en la tabla 10

TIPO DE CENTRAL	TOTAL ENERGIA SUMINISTRADA (MWh)
CENTRAL TERMICA	28835.03
GAS NATURAL	10693.84
RESIDUO	4031.62
FOIL	7927.17
DIESEL	6182.40
CENTRAL HIDROELECTRICA DE EMBALSE	31768.33
CUOTA CENTRAL HIDROELECTRICA	2636.01
DEMANDA TOTAL HORARIA	63239.37

Tabla 10 Total demanda por tipo de central. Caso base

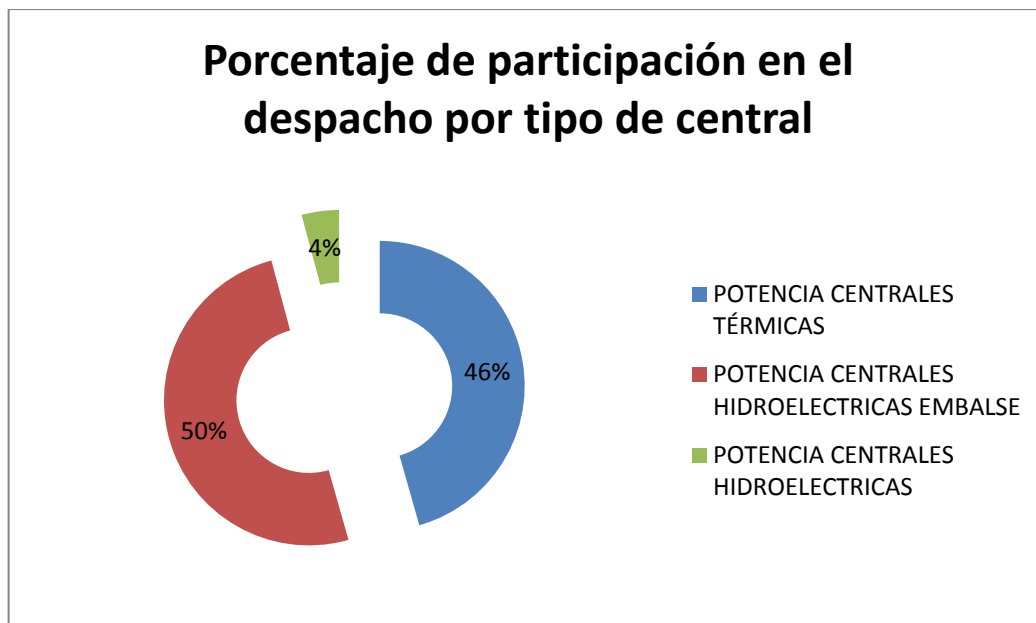


Figura 14 Potencia suministrada por tipo de central

En la figura 15 se aprecia el porcentaje de aporte por tipo de centrales de generación, el 50% presente con centrales de generación hidroeléctrica de embalse, el 46% abastecido por generadores térmicos; y la participación de generadores hidroeléctricos de pequeña y de pasada con una cuota energética del 4%.

En la figura 16 se muestran los valores de agua turbinada en unidades de hectómetros cúbicos, por las centrales de generación hidráulica de embalse en el periodo de estudio.

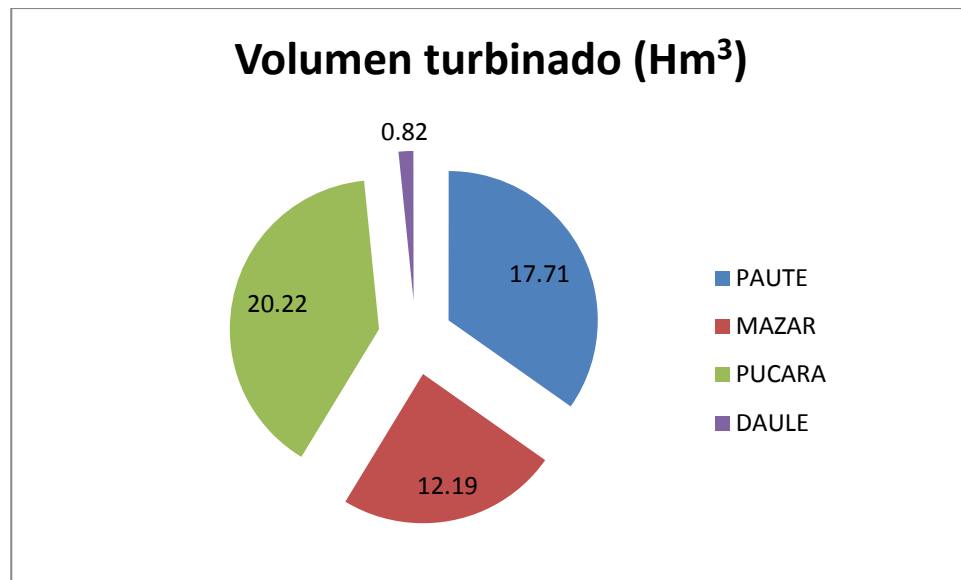


Figura 15 Volumen turbinado por central en el periodo de estudio. Caso Base

El consumo de combustible de las centrales de generación térmica está representado en la figura 17, con una participación importante de las centras que utilización como combustible diésel, con el 53,18% del total utilizado, el combustible Fuel oil representa el 31.78%, la participación de centrales de residuo con 15% .

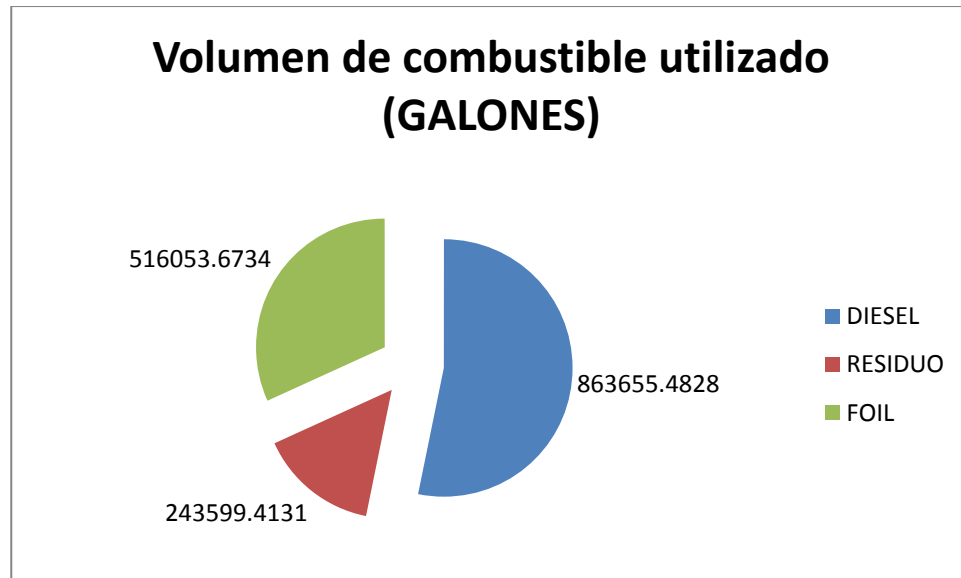


Figura 16 Volumen de combustible utilizado en el periodo de estudio. Caso base

La optimización del despacho hidrotérmico para el caso dos ha permitido obtener un valor del costo del sistema, durante el periodo de estudio, que asciende a 340080.99 dólares.

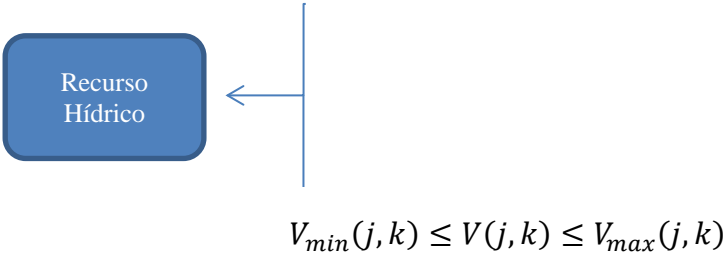
4.3 Análisis de Sensibilidad

El análisis de sensibilidad considera los supuestos establecidos en el caso dos de estudio:

- Hidrología baja, basado en los datos suministrados por el CENACE.
- La demanda pronosticada
- Cuota energética establecida para generadores hidroeléctricos de pequeña y de pasada (3000 MW)
- No inclusión de energía a través de interconexiones internacionales.

La variable a ser modificada para el estudio de sensibilidad será la que corresponde la variable de volumen mínimo de operación dentro de un rango adecuado, dicho aspecto se ingresará al modelo de optimización permitiendo simular seis casos diferentes para observar la sensibilidad del volumen del embalse frente al costo

En tal sentido, el análisis de sensibilidad servirá para determinar los efectos de cambios en los límites máximos y mínimos de los volúmenes de los embalses de las centrales Paute y Mazar.

$$V_{emb}(j, k) - \sum_{k=1}^K \frac{P_{j,k}}{rend_{j,k}} \geq Vol_{min}(j, k)$$


$$V_{min}(j, k) \leq V(j, k) \leq V_{max}(j, k)$$

- **Recurso Hídrico.-** La variación del volumen mínimo de operación que cuenta como restricción para las centrales hidroeléctricas de embalse (Paute y Mazar), realiza un desplazamiento paralelo de las rectas, variando la forma y la región factible de la solución óptima, contando con un volumen de embalse menor para su generación.

Sensibilidad Volumen de Embalse

El análisis de sensibilidad se efectúa para determinar las relaciones que puede existir en el despacho de las centrales de generación, el costo del sistema y los límites máximos y mínimos de los volúmenes de los embalses de las centrales Paute y Mazar.

La selección de las unidades de generación, considerará los siguientes datos de entrada::

- Hidrología baja en tiempo seco (estiaje)
- Cuota energética determinada en un valor menor de 3000 MWh
- Volumen de embalse disminuido en un 65%, acotando así un menor recurso disponible para generación, por la época de estiaje.

Los casos de estudio se determinan por la variación del volumen mínimo de operación de las centrales de generación hidroeléctrica de embalse, en intervalos de 5% dentro del rango de 0% hasta 150% del volumen mínimo de operación.

CASO BASE		
	PAUTE	MAZAR
VOLUMEN MAXIMO (Hm ³)	62.33	254.31
VOLUMEN MINIMO (Hm ³)	20.00	101.00
VOLUMEN TURBINADO (Hm ³)	17.71	12.19
COSTO DESPACHO (USD)	340080.99	

Tabla 11 Valores de entrada caso base de centrales Paute y Mazar

CASO 1				
	PAUTE	MAZAR		
VOLUMEN MAXIMO (Hm³)	62.33	254.31		
VOLUMEN MINIMO (Hm³)	25.00	126.25		
VOLUMEN TURBINADO (Hm³)	17.71	12.19		
COSTO DESPACHO (USD)	340080.99			
POTENCIA ADICIONAL TERMICA (MW)	DIESEL	RESIDUO	FOIL	GNTA
	10693.84	4031.62	7927.17	6182.40

Tabla 12 Valores de entrada y salida caso 1 de las centrales Paute y Mazar

CASO 2				
	PAUTE	MAZAR		
VOLUMEN MAXIMO (Hm³)	62.33	254.31		
VOLUMEN MINIMO (Hm³)	30.00	151.50		
VOLUMEN TURBINADO (Hm³)	17.71	12.19		
COSTO DESPACHO (USD)	340080.99			
POTENCIA ADICIONAL TERMICA (MW)	DIESEL	RESIDUO	FOIL	GNTA
	10693.84	4031.62	7927.17	6182.40

Tabla 13 Valores de entrada y salida caso 2 de las centrales Paute y Mazar

CASO 3				
	PAUTE	MAZAR		
VOLUMEN MAXIMO (Hm ³)	62.33	254.31		
VOLUMEN MINIMO (Hm ³)	35.00	176.75		
VOLUMEN TURBINADO (Hm ³)	17.71	12.19		
COSTO DESPACHO (USD)	340080.99			
POTENCIA ADICIONAL TERMICA (MW)	DIESEL	RESIDUO	FOIL	GNTA
	10693.84	4031.62	7927.17	6182.40

Tabla 14 Valores de entrada y salida caso 3 de las centrales Paute y Mazar

CASO 4				
	PAUTE	MAZAR		
VOLUMEN MAXIMO (Hm ³)	62.33	254.31		
VOLUMEN MINIMO (Hm ³)	40.00	202.00		
VOLUMEN TURBINADO (Hm ³)	17.71	12.19		
COSTO DESPACHO (USD)	340080.99			
POTENCIA ADICIONAL TERMICA (MW)	DIESEL	RESIDUO	FOIL	GNTA
	10693.84	4031.62	7927.17	6182.40

Tabla 15 Valores de entrada y salida caso 4 de las centrales Paute y Mazar

CASO 5				
	PAUTE	MAZAR		
VOLUMEN MAXIMO (Hm ³)	62.33	254.31		
VOLUMEN MINIMO (Hm ³)	45.00	227.25		
VOLUMEN TURBINADO (Hm ³)	17.33	12.19		
COSTO DESPACHO (USD)	346027.21			
POTENCIA ADICIONAL TERMICA (MW)	DIESEL	RESIDUO	FOIL	GNTA
	10859.62	4030.18	8316.10	6182.40

Tabla 16 Valores de entrada y salida caso 5 de las centrales Paute y Mazar

CASO 6				
	PAUTE	MAZAR		
VOLUMEN MAXIMO (Hm ³)	62.33	254.31		
VOLUMEN MINIMO (Hm ³)	50.00	252.50		
VOLUMEN TURBINADO (Hm ³)	12.33	1.81		
COSTO DESPACHO (USD)	608628.53			
POTENCIA ADICIONAL TERMICA (MW)	DIESEL	RESIDUO	FOIL	GNTA
	14742.45	9518.24	9703.00	6182.40

Tabla 17 Valores de entrada y salida caso 6 de las centrales Paute y Mazar

Las variaciones de los niveles de volumen de las centrales de generación hidroeléctrica Paute y Mazar en función a los casos realizados y su relación con el costo del sistema se presenta en la figura 18.

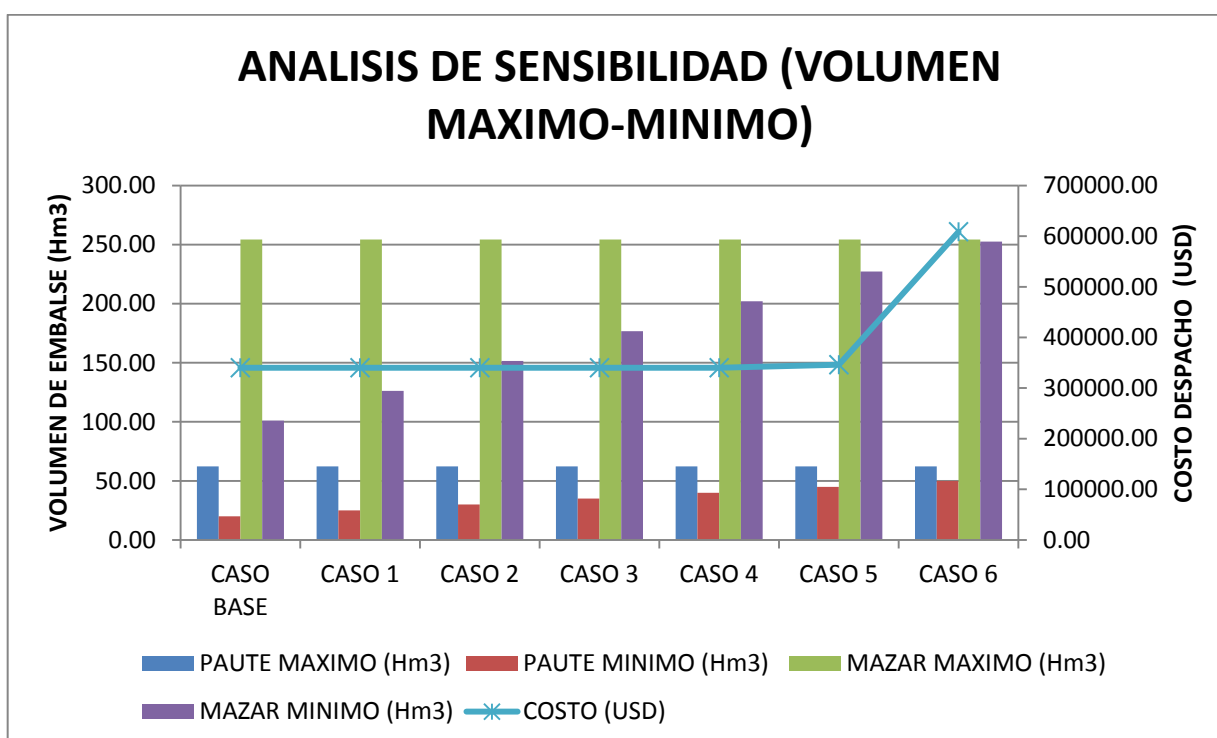


Figura 17 Análisis de sensibilidad Volumen de operación.

	DIESEL (MWh)	RESIDUO (MWh)	FOIL (MWh)	GNTA (MWh)	COSTO (USD)
CASO BASE	10693.84	4031.62	7927.17	6182.40	340080.99
CASO 1	10693.84	4031.62	7927.17	6182.40	340080.99
CASO 2	10693.84	4031.62	7927.17	6182.40	340080.99
CASO 3	10693.84	4031.62	7927.17	6182.40	340080.99
CASO 4	10693.84	4031.62	7927.17	6182.40	340080.99
CASO 5	10859.62	4030.18	8316.10	6182.40	346027.21
CASO 6	14742.45	9518.24	9703.00	6182.40	608628.53

Tabla 18 Tabla Resumen valores de salida de los casos de estudio (Energía).

En la figura 19 se observa el análisis de sensibilidad relacionado, la energía suministrada

por cada tipo de combustible de las centrales de generación termoeléctrica, con el costo de generación del despacho, por cada caso de estudio.

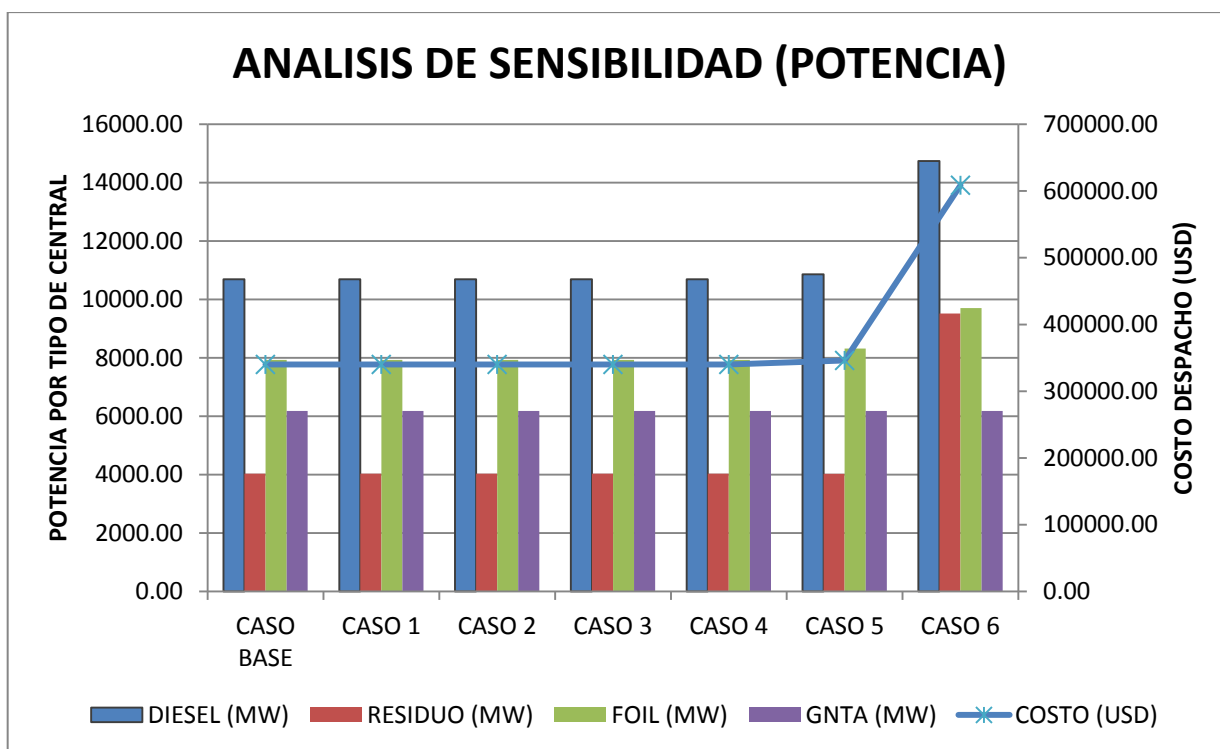


Figura 18 Análisis de sensibilidad Potencia por tipo de Combustible

	PAUTE		MAZAR		COSTO (USD)
	MAXIMO (Hm ³)	MINIMO (Hm ³)	MAXIMO (Hm ³)	MINIMO (Hm ³)	
CASO BASE	62.33	20.00	254.31	101.00	340080.99
CASO 1	62.33	25.00	254.31	126.25	340080.99
CASO 2	62.33	30.00	254.31	151.50	340080.99
CASO 3	62.33	35.00	254.31	176.75	340080.99
CASO 4	62.33	40.00	254.31	202.00	340080.99
CASO 5	62.33	45.00	254.31	227.25	346027.21
CASO 6	62.33	50.00	254.31	252.50	608628.53

Tabla 19 Tabla Resumen valores de salida de los casos de estudio (Volumen)

En la figura 20 se observa el análisis de sensibilidad relacionado, al volumen de embalse disponible de las centrales de generación hidroeléctrica Paute y Mazar, con el costo de generación del despacho, por cada caso de estudio.

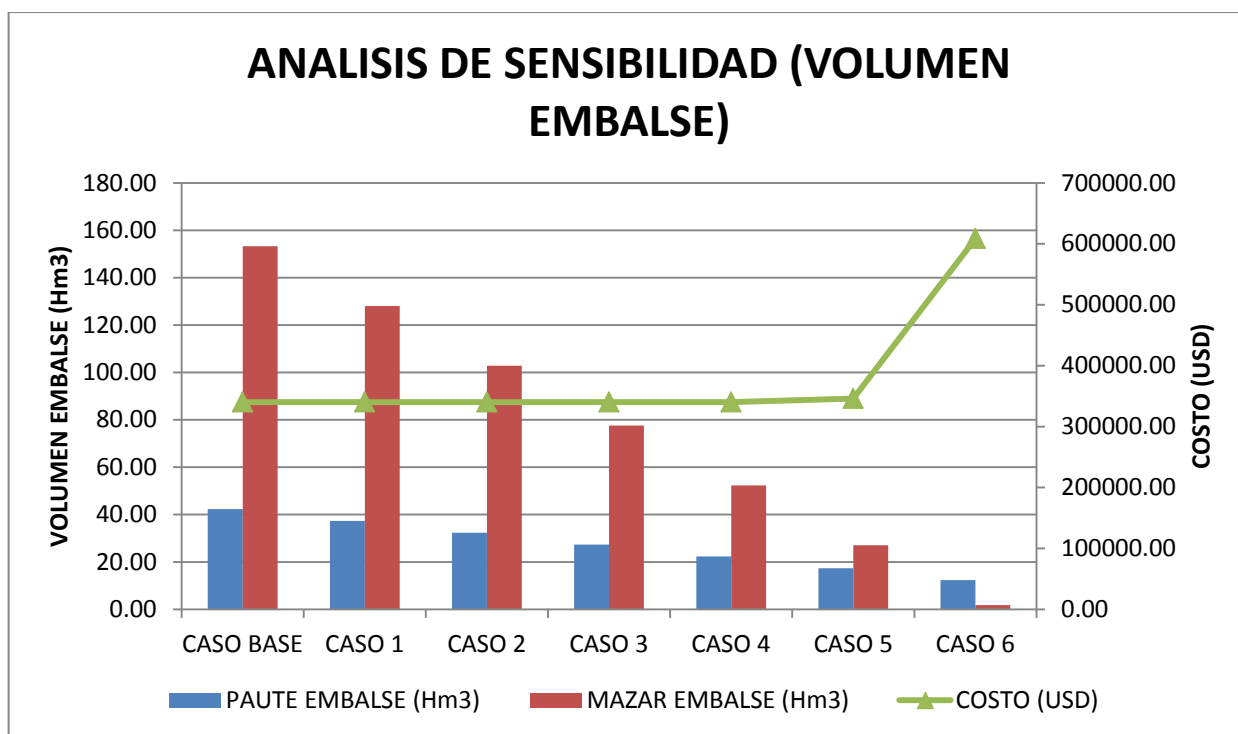


Figura 19 Análisis de sensibilidad Volumen embalse por tipo de central

	PAUTE	MAZAR	COSTO (USD)
	EMBALSE (Hm³)	EMBALSE (Hm³)	
CASO BASE	42.33	153.31	340080.99
CASO 1	37.33	128.06	340080.99
CASO 2	32.33	102.81	340080.99
CASO 3	27.33	77.56	340080.99
CASO 4	22.33	52.31	340080.99
CASO 5	17.33	27.06	346027.21
CASO 6	12.33	1.81	608628.53

Tabla 20 Tabla Resumen valores de salida de los casos de estudio (Volumen)

4.4 Análisis de Resultados

- Análisis de resultados Caso Base

El caso base consideró relajadas las restricciones de disponibilidad de combustibles para los generadores térmicos, tomando en cuenta de una hidrológica alta, aspecto por el cual se

tiene una mayor disponibilidad de centrales hidroeléctricas, considerando las centrales termoelectricas que cumplan con el abastecimiento del residual de demanda en el despacho horario del periodo de estudio.

Al tener un incremento de disponibilidad de las centrales de generación hídrica, el costo total de la selección de unidades disminuye, y se considera un número menor de centrales de generación termoeléctricas consecuencia un volumen menor de consumo de combustible (gas natural, residuo, foil, diésel).

Por lo consecuente el recurso hídrico disponible tiene una relación inversa con el costo variable de operación en la selección óptima de unidades, un menor volumen disponible aumentara el costo del sistema.

- Análisis de resultados Caso Dos

El caso dos consideró una disponibilidad de volumen de embalse para los generadores hidroeléctrico bajo una condición de hidrológica baja (estiaje). Así se tiene una mayor participación de centrales termoeléctricas que tienen un mayor costo variable y costo de arranque, considerando que cumplan con el abastecimiento del residual de demanda en el despacho horario del periodo de estudio.

Al tener un decremento de la disponibilidad de las centrales de generación hídrica, el costo total de la selección de unidades aumenta, el consumo del embalses se limitara a ocupar su embalse hasta llegar al volumen mínimo de operación, y se realizara un despacho intensivo de centrales térmicas con el consumo de combustible (diésel, residuo, Foil, Gas Natural).

Por lo consecuente el recurso hídrico disponible tiene una relación inversa con el costo del sistema, un menor volumen disponible aumentara el costo del sistema.

- Análisis de resultados de la sensibilidad ante la disponibilidad de Volumen de Embalse.

La variación del valor de la disponibilidad de volumen mínimo de embalse produce que el costo total de la selección de unidades incrementa, ya que se intensifica el despacho de centrales termoeléctricas de diferente tipo de combustible. La aplicación se encuentra directamente relacionado entre el costo y las centrales que ingresaron a funcionamiento, presente en la figura 21.

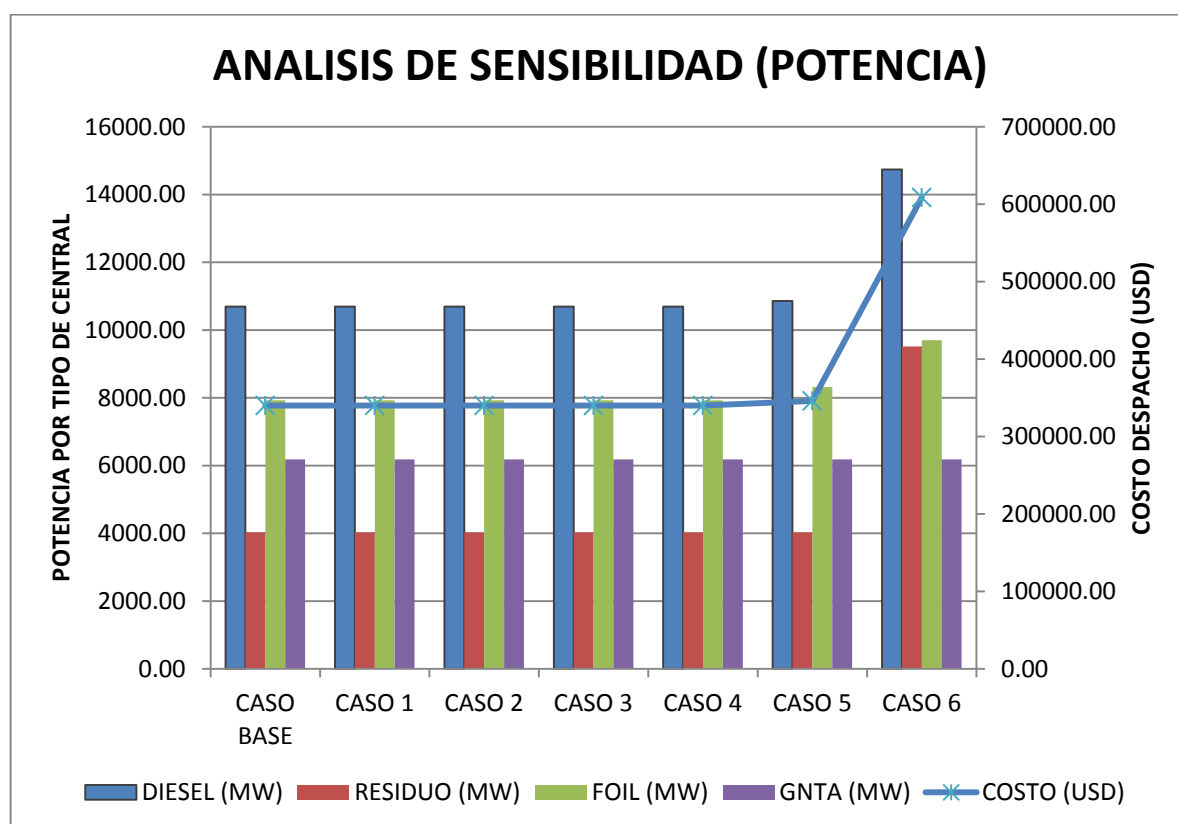


Figura 20 Resultado del análisis de sensibilidad

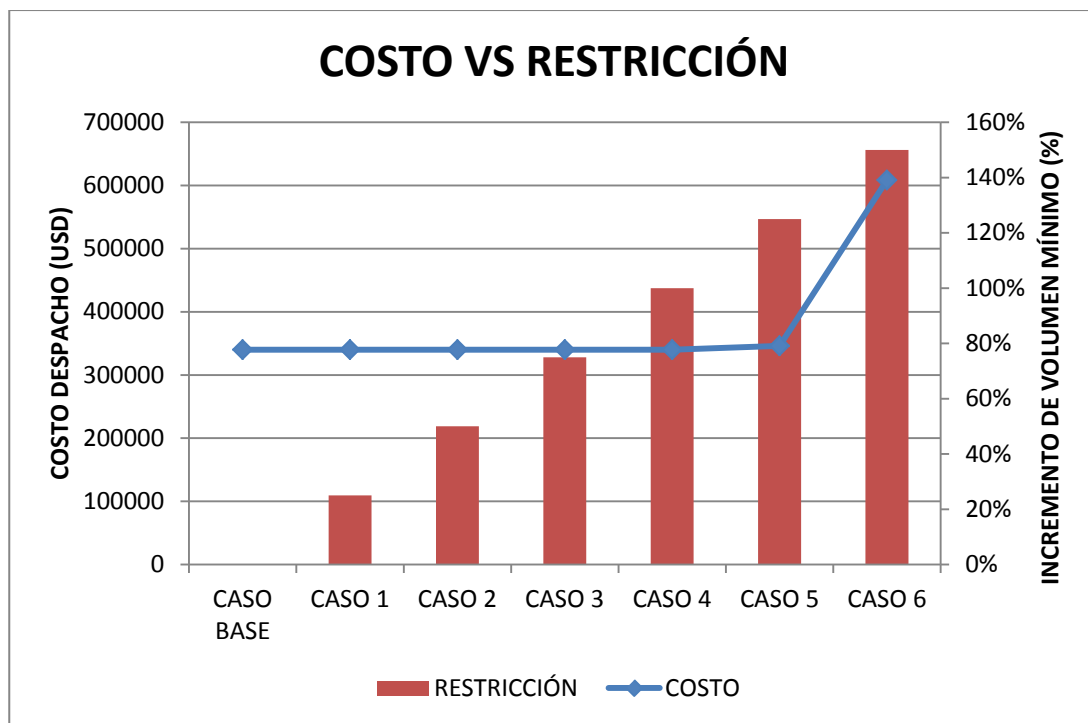


Figura 21 Costo vs Restricción en porcentaje del volumen mínimo de operación

En la figura 22 podemos observar el incremento del costo del sistema, relacionado con el incremento porcentual del volumen mínimo de operación, obteniendo como resultado conservar en los casos 1 al 4 un volumen de embalse mayor al requerido para la producción de energía máxima de las centrales de generación hidroeléctricas Paute y Mazar, en las 24 horas.

La presentación de porcentajes mayores en el volumen mínimo de operación, presentes en el caso 5 y 6, demuestran un incremento en el costo del sistema, relacionado a tener un menor volumen de embalse.

CONCLUSIONES

La selección de unidades de generación muestra el proceso de optimización de los recursos primarios, considerando para el efecto las restricciones operacionales de cada una de las centrales de generación, siendo sensible esencialmente a la variación del volumen de embalse disponible para la generación y por consiguiente la potencia disponible que pueda ingresar a satisfacer la demanda horaria del periodo de estudio.

La disminución del volumen de embalse, produjo un incremento en el consumo de combustibles (diésel, residuo, foil, gas natural), aumentando el aporte de las centrales de generación termoeléctrica disponibles de parque generador ecuatoriano, con el mayor consumo de combustible implica un incremento en el costo total del sistema.

El costo del sistema presentado en la optimización del despacho hidrotérmico con una hidrología alta, manifiesta un costo menor al de presentar una hidrología seca, relacionando directamente la presencia de un número menor de centrales termoeléctricas, para la satisfacción de la demanda presentada ya que ha sido desplazada por las energía eléctrica proveniente de las centrales hidroeléctricas.

La definición del modelo matemático permitiendo la optimización del despacho hidrotérmico, mediante el paquete de optimización GAMS (General Algebraic Modeling System), facilitando la toma de decisiones para el operador del sistema.

Los datos utilizados con la recopilación de información de las centrales de generación, suministrada por las entidades del sector eléctrico, se ha realizado una factibilidad real con la operación del sistema y su costo.

Con la información recopilada de las centrales de generación con su forma de operación, y disponibilidad de las mismas, suministrada por las entidades del sector eléctrico, se realiza un despacho con condiciones reales

La participación de un número mayor de centrales hidroeléctricas, disminuirá el costo del

sistema, con la consideración de precautelar el uso de los embalses, así disminuirá el consumo de combustibles y el incremento del costo del sistema.

Al analizar los efectos de una hidrología determinada, ha determinado la utilización de un mayor o un menor número de centrales de generación termoeléctrica, por consecuente el costo del sistema en el periodo de estudio.

RECOMENDACIONES

Las restricciones impuestas para el cumplimiento del despacho optimo hidrotérmico en el corto plazo, no son las únicas disponibles, el despacho puede ser mejorado suministrando mayor información de cada una de las centrales de generación que forman parte del parque generador ecuatoriano.

Para un costo del sistema más cerca al óptimo real, es recomendado realizar un incremento al número de restricciones que afectan a las centrales de generación hidroeléctricas.

Con el incremento de centrales hidroeléctricas próximas a ingresar en funcionamiento, se recomienda incrementar a las ya existentes en este estudio y obtener un nuevo costo del sistema, así para poder observar los niveles necesarios de embalse para el despacho horario.

El número de variables utilizadas, con el número de datos suministrados, incrementa la dificultad de resolución de la optimización del despacho hidrotérmico de corto plazo, con la utilización de programas matemáticos computacionales, la utilización del programa GAMS facilita la obtención de resultados factibles, con los diferentes solvers, disponibles, teniendo una amplia gama de disposiciones de utilización.

REFERENCIAS

- [1] Congreso Nacional del Ecuador, “LEY DE REGIMEN DEL SECTOR ELECTRICO,” *Regist. Of. No. 43*, p. 38, 1996.
- [2] Consejo Nacional de Electricidad CONELEC, “BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA INFORMACIÓN ESTADÍSTICA ABRIL 2014,” 2014. [Online]. Available: <http://www.conelec.gob.ec/contenido.php?cd=10261&l=1>.
- [3] Asamblea Constituyente, “Constitución del Ecuador,” *Regist. Of. No. 449*, p. 218, 2008.
- [4] CONELEC, “PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022,” *Perspect. y Expans. del Sist. eléctrico ecuatoriano*, vol. III, 2013.
- [5] Asamblea Constituyente, “MANDATO CONTITUYENTE No. 15,” *Regist. Of. No. 449*, p. 7, 2008.
- [6] R. Correa Delgado, “DECRETO EJECUTIVO No 220,” p. 4, 2010.
- [7] CONELEC, “PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022,” *Resum. Ejec.*, vol. I, 2013.
- [8] CELEC EP - TRANSELECTRIC, “INFRAESTRUCTURA TRANSELECTRIC,” https://www.celec.gob.ec/transelectric/index.php?option=com_content&view=article&id=276&Itemid=557&lang=es, 2012. .
- [9] J. M. Witt, “DECRETO EJECUTIVO No 592,” no. 592, p. 18, 1999.
- [10] J. M. Witt, “DECRETO EJECUTIVO No. 591,” no. 591, p. 9, 2000.
- [11] CONELEC, “REGULACIÓN No. CONELEC - 004/09,” vol. 2, p. 18, 2009.
- [12] CONELEC, “DESPACHO Y OPERACION, REGULACION 006/00,” 2007.
- [13] CONELEC, “PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013-2022,” *Estud. y Gest. la demanda Electr.*, vol. II, 2013.

- [14] CONELEC, “BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA - JULIO 2014,” p. 2, 2014.
- [15] CONELEC, “BOLETÍN ESTADÍSTICO SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO 2012,” p. 213, 2012.
- [16] Minterio de Electricidad y Energía Renovable, “PLAN ESTRATÉGICO INSTITUCIONAL,” vol. 1, p. 84, 2014.
- [17] CONELEC, “Regulación No. CONELEC - 006/08,” no. 15, p. 9, 2008.
- [18] J. M. Bru, F. Cruz, and L. Esteban, “Modelos y Métodos para la Planificación de la Producción de la Cadena de Suministro bajo Incertidumbre : Una introducción al Estado del Arte .,” no. 1955, pp. 5–6, 2002.
- [19] E. Manuel and G. Sagás, “PROGRAMACION DE LA GENERACION DE CORTO PLAZO EN SISTEMAS HIDROTERMICOS USANDO ALGORITMOA GENETICOS,” 2001.
- [20] PSR, “Modelo NCP,” *Man. Metodol.*, p. 47, 2014.
- [21] G. Durán, “Investigación operativa,” *Univ. Buenos Aires*, vol. 4, p. 37, 2010.
- [22] W. L. Winston, “Investigacion de operaciones Aplicaciones y algoritmos-Thomson International.” 2008.
- [23] CONELEC, “Regulación No. CONELEC 004/00,” pp. 4–6, 2000.
- [24] E. Castillo, A. J. Conejo, and P. Pedregal, “Formulacion y Resolucion de Modelos de Programacion Matematica en Ingenieria y Ciencia,” 2002.
- [25] CONELEC, “Regulación No. CONELEC - 003/03.” p. 7, 2003.

ANEXOS

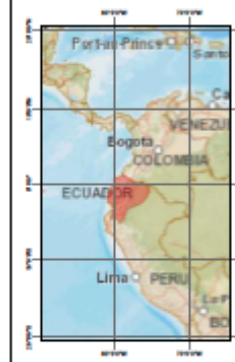
ANEXO 1

Operación completa	Proyecto / Central	Empresa / Institución	Estado	Público / Privado	Tipo	Potencia (MW)	Energía media (GWh/año)	Provincia	Cantón	Inversiones 2013 - 2022 (MUSD)
jun-13	Vilonaco	CELEC EP - Gensur	En operación	Público	Eólico	16,5	64	Loja	Loja	14,39
jun-13	Baba	Hidrofloral EP	En operación	Público	Hidroeléctrico	42,0	161	Los Ríos	Buena Fe	15,93
oct-13	Isimanchi	EERSSA	En construcción	Público	Hidroeléctrico	2,25	17	Zamora Chinchipe	Chinchipe	0,79
mar-14	San José del Tambo	Hidrotambo S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	8,0	45	Bolíver	Chilenes	11,88
mar-14	Guangopolo II (50 MW)	CELEC - EP	Control de construcción	Público	Termoeléctrico	50,0	330	Pichincha	Quito	29,79
mar-14	Mazar-Dudas	CELEC EP - Hidrozagues	En construcción	Público	Hidroeléctrico	21,0	125	Cañar	Azogues	36,90
mar-14	Esmeraldas II	CELEC EP - Termoesmeraldas	En construcción	Público	Termoeléctrico	96,0	631	Esmeraldas	Esmeraldas	77,01
mar-14	Sayminín V	Elecaustro S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	7,00	32	Azuay	Cuenca	6,02
jul-14	Proyectos solares fotovoltaicos y de otras fuentes de ERNC	Varías empresas	Fase contractual	Privado	ERNC	200,0	390	Varías	Varías	579,50
jul-14	Chorrillos	Hidrozamora EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	3,96	23	Zamora Chinchipe	Zamora	5,61
ago-14	Topo	Pemaf Cie. Ltda.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	29,2	175	Tungurahua	Baños	25,77
sep-14	Victoria	Hidrovictoria S.A.	En construcción	Público	Hidroeléctrico	10,0	64	Napo	Quijos	9,65
oct-14	San José de Minas	San José de Minas S.A.	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	5,95	37	Pichincha	Quito	11,20
nov-14	Manduriacu	CELEC EP - Enemorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	60,0	349	Pichincha	Quito	117,90
dic-14	Machala Gas 3rs. Unidad	CELEC EP - Termogas Machala	Control de construcción	Público	Termoeléctrico	70,0	491	El Oro	Machala	83,62
dic-14	Generación Térmica	CELEC - EP	En estudios	Público	Termoeléctrico	150,0	1.051	Güesay	Güesayquil	195,00
abr-15	Paute - Sopladome	CELEC EP - Hidropaute	En construcción	Público	Hidroeléctrico	487,0	2.800	Azuay y Morona Santiago	Sevilla de Oro y Santiago de Méndez	448,98
may-15	Toachi - Pilelón	Hidrotoachi EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	253,0	1.190	Pichincha, Tsáchila, Cotacachi	Mejía, Santo Domingo de los Tsáchilas, Sigchos	341,64
may-15	San Bartolo	Hidrosanbartolo	En construcción	Privado	Hidroeléctrico	48,1	315	Morona Santiago	Santiago de Méndez	63,02
oct-15	Machala Gas Ciclo Combinado	CELEC EP - Termogas Machala	Control de construcción	Público	Termoeléctrico	100,0	700	El Oro	Machala	167,01
dic-15	Delai Tanisagua	CELEC EP - Gensur	En construcción	Público	Hidroeléctrico	116,0	904	Zamora Chinchipe	Zamora	120,38
dic-15	Quijos	CELEC EP - Enemorte	En construcción	Público	Hidroeléctrico	50,0	353	Napo	Quijos	86,41
ene-16	Mines - San Francisco	CELEC EP - Enejobones	En construcción	Público	Hidroeléctrico	276,0	1.290	Azuay	A 92 km al este de la ciudad de Cuenca	419,03
feb-16	Coca Codo Sinclair	CocaSinclair EP	En construcción	Público	Hidroeléctrico	1.500,0	8.743	Napo y Sucumbios	Chico y Lumbique	1.482,77
mar-16	Soldados Mines Yanuncay	Elecaustro S.A.	En estudios	Público	Hidroeléctrico	27,8	190	Azuay	Cuenca	59,02
oct-16	La Merced de Jondachi	CELEC EP - Termopichincha	En estudios	Público	Hidroeléctrico	18,7	115	Napo	Archidona	30,19
dic-16	Santa Cruz	Hidroscruz S.A.	En estudios	Privado	Hidroeléctrico	129,0	768	Zamora Chinchipe	El Pangui	250,00
ene-17	Tigre	Hidroequinoccio EP	Negociación previa a la construcción	Público	Hidroeléctrico	80,0	408	Pichincha	Pedro Vicente Maldonado	173,76
jul-17	Due	Hidroello S.A.	Control firmado	Privado	Hidroeléctrico	49,7	421	Sucumbios	Gonzalo Pizamo	70,33
sep-17	Térmica Gas Ciclo Simple I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	250,0	1.752	Güesay	Güesayquil	325,00
sep-17	Térmica Gas Ciclo Combinado I	CELEC - EP	Por estudiarse	Público	Termoeléctrico	125,0	876	Güesay	Güesayquil	162,50
may-18	Sabanilla	Hidrelgen S.A.	Cierre financiero	Privado	Hidroeléctrico	30,0	210	Zamora Chinchipe	Zamora	60,13
oct-21	Chontal - Chiripi	CELEC EP - Enemorte	Prefactibilidad	Público	Hidroeléctrico	351,0	1.766	Pichincha	Quito	561,38
dic-21	Paute - Cardenillo	CELEC EP - Hidropaute	En estudios	Público	Hidroeléctrico	564,0	3.356	Morona Santiago	Santiago de Méndez	1.041,00
Total						5.227	30.142			7.063,50

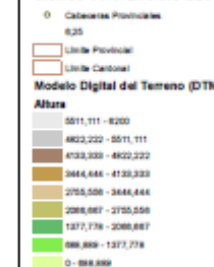
ANEXO 2

MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)

UBICACIÓN DEL ECUADOR



SIGNOS CONVENCIONALES

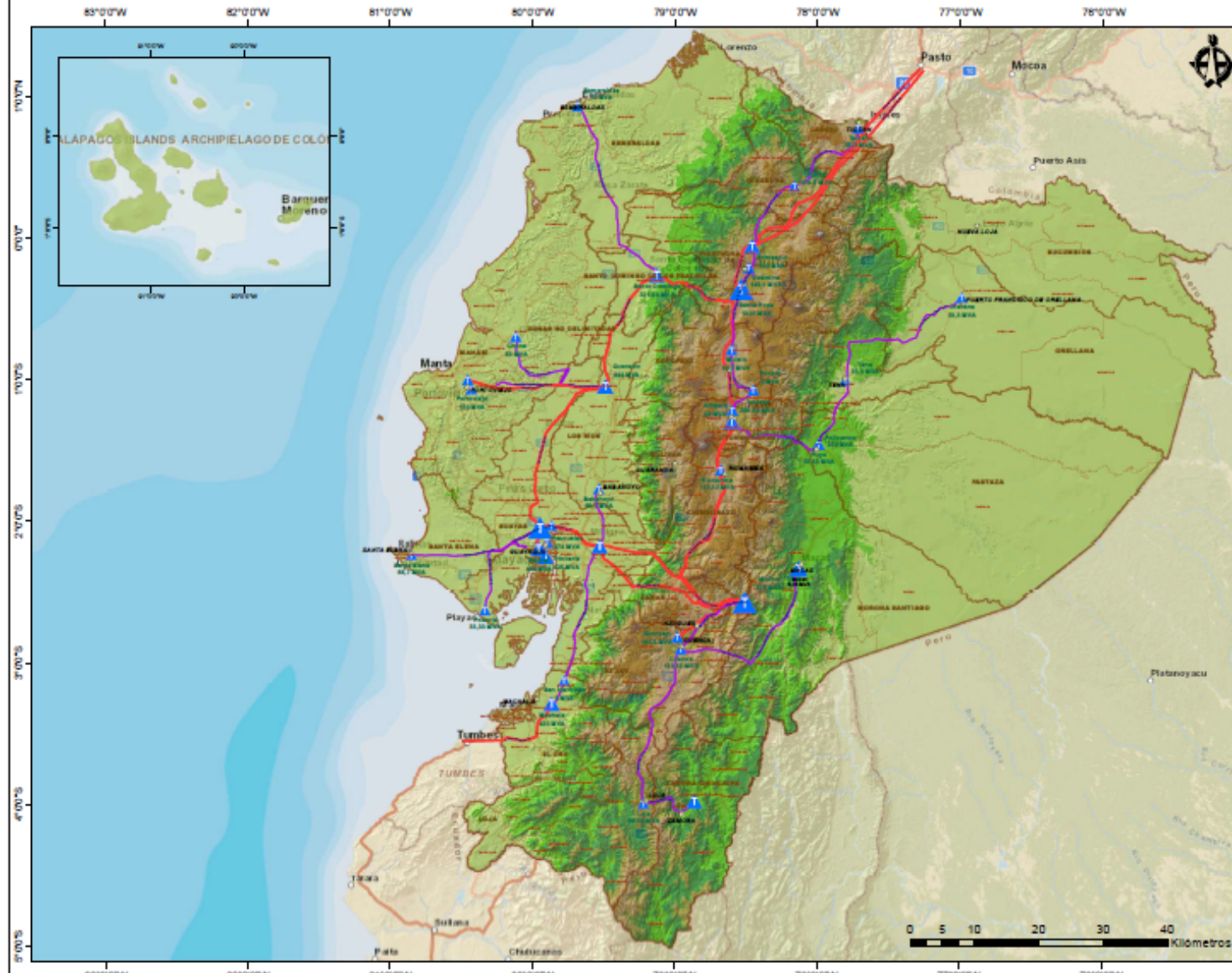


LEYENDA



MAPA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO (SNI)

Elaborado por: Luis Roca Dávila	Proyección Geográfica Datum: WGS84
Revisado por: Ing. Andrés Roca	Revisó gráfico
Aprobado por: Dr. Paul Velasco	Fecha de elaboración: Septiembre, 2012
Fuente: Cartografía Base: Aerial Cartografía Topográfica: CONELEC, 2012 *Proyección: WGS84, Datum: WGS84, Esfera: 6378.137 km	



ANEXO 3



DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO

HORA PUBLICACION WEB:

15:11

En Operación de tiempo real el ingreso, variación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.

Fecha: viernes, 16 de mayo de 2014

EMPRESA HORA	PAUTH	MAZAH	PUCAH	MLANH	BABAH	AGOYH	SFRAH	CUMBH0A	NAYOH0A	GUANH0A	PASOH0A	CHILH0A	OCAÑH	SAUCH0A	SAYMH0A	ALAOH0A	RBLAH0A	AMBIH0A	SMIGH0A	LPLAH0A	ILL1H0A	ILL2H0A	CARMH0A	RECUH0A	LOREH0A	PAPAH0A	HABAH	SIBIH	CALOH	PENIH0A	CMORH0A	VILLRA001	TGM2TTG03	GM2TT002
0- 1	990.9	170.0	-	65.0	42.0	78.0	110.0	16.0	15.8	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
1- 2	973.2	85.0	-	65.0	42.0	78.0	110.0	16.0	15.8	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
2- 3	949.0	85.0	10.0	65.0	42.0	78.0	110.0	16.0	15.8	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
3- 4	897.9	85.0	10.0	65.0	42.0	78.0	110.0	16.0	15.8	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
4- 5	955.6	85.0	10.0	65.0	42.0	78.0	110.0	16.0	15.8	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
5- 6	992.2	85.0	10.0	65.0	42.0	78.0	110.0	16.0	15.8	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
6- 7	974.8	85.0	10.0	65.0	42.0	78.0	110.0	16.0	15.8	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
7- 8	985.5	85.0	20.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	2.0	20.0	20.0
8- 9	972.4	170.0	20.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	2.0	20.0	20.0
9-10	965.5	170.0	40.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	-	20.0	20.0
10-11	960.8	170.0	60.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	-	20.0	20.0
11-12	958.2	170.0	73.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	-	20.0	20.0
12-13	960.7	170.0	73.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
13-14	956.2	170.0	73.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
14-15	954.7	170.0	73.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	3.0	20.0	20.0
15-16	956.5	170.0	73.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	3.0	20.0	20.0
16-17	960.5	170.0	60.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	3.0	20.0	20.0
17-18	960.8	170.0	60.0	65.0	42.0	78.0	110.0	26.0	21.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	2.0	20.0	20.0
18-19	942.7	170.0	73.0	210.0	42.0	78.0	110.0	36.0	28.6	12.5	2.3	1.8	13.0	18.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.5	4.0	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
19-20	943.9	170.0	73.0	210.0	42.0	78.0	110.0	36.0	28.6	12.5	2.3	1.8	13.0	22.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.5	4.0	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
20-21	951.4	170.0	73.0	210.0	42.0	78.0	110.0	36.0	28.6	12.5	2.3	1.8	13.0	22.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.5	4.0	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
21-22	962.4	170.0	40.0	65.0	42.0	78.0	110.0	30.0	24.2	12.5	2.3	1.8	13.0	18.0	14.4	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
22-23	973.8	170.0	-	65.0	42.0	78.0	110.0	30.0	24.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
23-24	986.1	85.0	-	65.0	42.0	78.0	110.0	30.0	24.2	12.5	2.3	1.8	13.0	16.0	13.0	10.0	3.0	7.0	2.9	1.0	3.0	3.5	6.5	6.5	2.0	3.5	38.5	14.0	17.2	2.0	2.4	1.0	20.0	20.0
ENERGIA	23,105.0	3,400.0	934.0	1,995.0	1,008.0	1,872.0	2,640.0	596.0	502.2	300.0	55.2	43.2	312.0	400.0	330.2	240.0	72.0	168.0	70.6	24.0	73.5	85.5	156.0	156.0	48.0	84.0	924.0	336.0	412.7	48.0	57.6	31.0	480.0	480.0
COMBUSTIBLES(gal)	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	31.0	5,044.8	5,044.8
Costo Variable bormes (cvs. USD/kWh)	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	3.5154	3.5224

Nota: Los valores de generación horaria se encuentran en MW y corresponden a la potencia Bruta. Los valores de energía de las plantas y unidades se encuentran en MWh.

Centrales Térmicas Machala Gas y Machala Gas 2, el consumo está en miles de pies cúbicos.

Esquema de reserva: Todas las máquinas aportan a RPF: 2.0 % por encima de su potencia efectiva. C. H. Paute realiza RSF: 5 % de la demanda total en todo el periodo de 0:00 a 23:59.

Costos variables declarados por los agentes para el mes de mayo con precios de combustibles remitidos por EP PETROECUADOR

Valores: fuel oil 4 = 0.8678 USD/gal, Decreto ejecutivo 338, fuel oil 4 = 0.4800 USD/gal, Decreto ejecutivo 1131, Diesel 2 = 0.820284 USD/gal, NAFTA = 0.6547 USD/gal, Decreto Ejecutivo 1138, Residuo ESM = 11.22 USD/barril (No incluyen IVA)

COSTO DE PRODUCCION 1174.46 miles de dólares

[1] Costos Variables de Producción en Bormes del Generador.

[2] Precio/gal Barra de Mercados 5/6 Pascales 230 kV.

[3] Valores referenciales sin implicaciones Comerciales

EMPRESA	TGM2TTG00	TGMATTG01	TGM2TTG02	TGM2TTG05	TGMATTG02	TGM2TTG06	SEL3TMC01	SEL3TMC03	ESM2TMC02	TRINTV01	DHERTMC03	DHERTMC06	DHERTMC05	DHERTMC01	DHERTMC04	JARATMC01	MAN2TMC01	GZEVTV03	SEL2TMC01	QUE2TMC01	GZEVTV02	JV3TMC02	JV3TMC04	ASAFV01	QUANTMC03	QUANTMC06	ROCTMC01	ATINTT01	5ROCTMC06	5ROCTMC05	5ROCTMC07	5ROCTMC03	5ROCTMC02	GUATMC01
HORA																																		
0- 1	20.0	30.0	-	-	30.0	13.0	-	11.3	12.0	50.0	-	-	-	-	-	55.0	-	26.0	23.1	43.0	62.0	9.0	9.0	32.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0
1- 2	20.0	30.0	-	-	30.0	13.0	-	11.3	12.0	50.0	-	-	-	-	-	55.0	-	26.0	23.1	43.0	62.0	9.0	9.0	32.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0
2- 3	20.0	30.0	-	-	30.0	13.0	-	11.3	12.0	50.0	-	-	-	-	-	55.0	-	26.0	-	43.0	62.0	9.0	9.0	32.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0
3- 4	20.0	30.0	-	-	30.0	13.0	-	11.3	12.0	50.0	-	-	-	-	-	55.0	-	26.0	-	43.0	62.0	9.0	9.0	32.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0
4- 5	20.0	30.0	-	-	30.0	13.0	-	11.3	12.0	50.0	-	-	-	-	-	55.0	-	26.0	-	43.0	62.0	9.0	9.0	32.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0
5- 6	20.0	62.5	-	-	41.9	13.0	12.6	12.6	24.0	133.0	-	-	-	-	-	55.0	-	26.0	-	43.0	62.0	9.0	9.0	32.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0
6- 7	20.0	30.0	-	-	30.0	13.0	11.3	11.3	16.9	133.0	-	-	-	-	-	55.0	-	26.0	-	43.0	62.0	9.0	9.0	32.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0
7- 8	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
8- 9	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
9-10	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
10-11	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
11-12	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
12-13	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
13-14	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
14-15	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
15-16	20.0	62.5	20.0	20.0	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
16-17	20.0	62.5	20.0	20.0	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
17-18	20.0	62.5	20.0	20.0	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
18-19	20.0	62.5	20.0	20.0	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
19-20	20.0	62.5	20.0	20.0	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
20-21	20.0	62.5	20.0	20.0	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	34.8	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
21-22	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
22-23	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	12.6	12.6	24.0	133.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	104.4	8.8	71.0	72.9	65.0	62.0	10.5	10.5	32.5	5.1	5.1	3.5	38.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	10.0
23-24	20.0	62.5	-	-	62.5	19.0	11.3	11.3	21.5	133.0	5.2	-	-	-	-	55.0	-	71.0	23.1	65.0	62.0	9.0	9.0	32.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.0
ENERGIA	480.0	1.305.0	120.0	120.0	1.284.4	414.0	236.8	293.3	508.4	2.777.0	88.4	83.2	83.2	83.2	83.2	2.110.4	140.3	1.344.0	1.162.1	1.389.5	1.488.0	240.0	240.0	780.0	76.5	52.5	521.0	52.5	52.5	52.5	52.5	52.5	49.0	360.0
COMBUSTIBLES(gal)	5.064.0	14.328.9	1.068.8	1.272.0	14.128.9	4.384.3	12.893.4	16.017.1	32.553.3	169.341.5	5.309.3	5.008.6	5.012.0	5.030.3	5.030.3	125.613.0	8.662.0	95.867.5	72.992.1	84.216.7	119.885.8	13.334.4	13.334.4	61.760.4	4.499.7	4.499.7	3.477.1	36.900.0	3.477.1	3.477.1	3.477.1	3.245.3	23.578.4	
Costo Variable bornes (ctvs. USD/kWh)	3.5398	3.5442	3.5463	3.5516	3.5612	3.5724	3.7232	3.7329	3.8263	4.0341	4.1331	4.1404	4.1422	4.1532	4.1532	4.4147	4.5178	4.7129	4.7916	4.8396	4.9015	5.0606	5.0606	5.4182	6.4583	6.4583	6.5928	6.6824	6.7674	6.7674	6.7674	6.8397	6.8548	6.8550

COSTO DE PR

[1] Costos Variables de Producción en Bornes del Generador.

[2] Precio/gal Barro de Mercados/5/6 Pascales 230 kV.

[3] Valores referenciales sin implicaciones Comerciales

EMPRESA	TGUATMC02	GUATMC03	JIV2TMC02	JIV2TMC01	PROPTMC02	PROPTMC01	EGARTT001	EQI2TTG02	GUANTMC02	GUANTMC01	EQI2TTG01	MIRATMC11	MIRATMC15	SCCASTMC01	CCASTMC04	CCASTMC03	DAYUTMC02	LORETMC01	LOECUA23	DEMANDA SISTEMA (MW)	PRECIO (cUSD/kWh)	RSE SISTEMA(3) MW	CUACOLO23	CUACOLO13	CUAPERU23
D- 1	-	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,201.2	3.8263	110.0606			
1- 2	-	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,089.5	3.8263	104.5271			
3- 4	-	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,089.8	3.8263	105.0307			
4- 5	-	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,067.8	3.8263	103.3923			
5- 6	-	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,257.8	4.4147	112.8909			
6- 7	-	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,298.2	4.1981	110.3382			
7- 8	-	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,395.7	4.8396	119.8325			
8- 9	-	-	5.0	-	2.6	2.8	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,572.5	6.6854	133.6337			
9- 10	33.5	-	5.0	5.0	2.6	2.8	55.0	-	-	-	-	-	-	1.8	-	-	0.5	-	60.0	2,895.9	6.8697	140.2944			
10- 11	40.0	40.0	5.0	5.0	2.6	2.8	80.7	-	1.4	5.1	-	-	-	1.8	-	-	0.5	-	60.0	2,899.9	7.5091	144.9950			
11- 12	40.0	40.0	5.0	5.0	2.6	2.8	96.0	-	1.4	5.1	26.4	-	-	1.8	-	-	0.5	-	60.0	2,922.0	8.1270	147.5997			
12- 13	40.0	31.7	5.0	5.0	2.6	2.8	55.0	-	1.2	4.5	23.0	-	-	1.8	-	-	0.5	-	60.0	2,901.9	6.8846	145.0031			
13- 14	40.0	40.0	5.0	5.0	2.6	2.8	96.0	43.9	1.4	5.1	23.0	-	-	1.8	-	-	0.5	-	60.0	2,991.5	7.7800	149.5750			
14- 15	40.0	40.0	5.0	5.0	2.6	2.8	96.0	48.8	1.4	5.1	44.7	4.5	-	1.8	-	-	0.5	-	60.0	3,023.0	8.2451	151.1518			
15- 16	40.0	40.0	5.0	5.0	2.6	2.8	95.1	23.0	1.4	5.1	-	-	-	1.8	-	-	0.5	0.5	60.0	2,989.5	7.5091	149.4734			
16- 17	30.3	20.0	5.0	5.0	2.6	2.8	55.0	23.0	1.2	4.5	-	-	-	1.8	-	-	0.5	0.5	60.0	2,999.8	6.8697	145.4911			
17- 18	25.1	20.0	5.0	5.0	2.6	2.8	55.0	23.0	1.2	4.5	-	-	-	1.8	-	-	0.5	0.5	60.0	2,994.1	6.8697	145.2328			
18- 19	40.0	40.0	5.0	5.0	2.6	2.8	96.0	47.0	1.4	5.1	-	-	2.0	1.8	-	1.8	1.0	1.0	150.0	3,264.8	7.7800	163.2404			
19- 20	40.0	40.0	5.0	5.0	2.6	2.8	96.0	48.4	1.4	5.1	-	-	2.0	-	1.8	1.8	1.0	1.0	127.8	3,243.2	7.7800	162.1575			
20- 21	20.0	20.0	4.0	4.0	2.6	2.8	55.0	23.0	-	-	-	-	-	-	1.8	1.8	1.0	1.0	100.0	3,092.7	6.6824	154.6340			
21- 22	40.0	40.0	5.0	5.0	2.6	2.8	96.0	27.1	-	-	-	-	-	-	-	-	1.0	1.0	-	2,867.1	7.7800	143.3529			
22- 23	-	-	5.0	4.1	2.6	2.8	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,636.1	6.4583	131.8068			
23- 24	-	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,382.8	4.7916	119.1404			
ENERGIA	468.9	411.7	69.0	73.1	39.0	42.0	1,631.8	307.3	13.4	49.2	117.1	4.5	4.0	19.0	3.6	5.4	8.5	5.5	923.8	63.8354					
COMBUSTIBLES (\$/gh)	30.852.1	27,296.0	4,312.5	4,570.6	2,910.6	3,230.6	140,576.9	25,500.3	1,012.1	2,893.9	8,560.1	281.3	333.5	1,495.9	309.0	450.0	811.1	564.7							
Costo Variable bornes (ctvs. USD/kWh)	6.8697	6.8846	7.1029	7.1029	7.1094	7.1122	7.5091	7.7800	7.8260	7.8881	8.1270	8.2451	10.4828	11.0732	11.0732	11.0732	11.0732	11.0732	14.3007						

COSTO DE PR

PRECIOS EN BARRA DE MERCADO

cUSD/kWh	
BASE	4.4
MEDIA	7.2
PUNTA	7.4

DIARIO	6.4
--------	-----

COMPOSICIÓN DE GENERACIÓN

	MWh	%
HIDRO	40448.6	63.4%
TERMICO	22463.0	35.2%
INTERCONEXION	923.8	1.4%

TOTAL 63835.4

[1] Costos Variables de Producción en Bornes del Generador.
[2] Precio en Barra de Mercado 5/6 Pascuales 230 kV.
[3] Valores referenciales sin implicaciones Comerciales



DESPACHO ECONOMICO DIARIO PROGRAMADO

En Operación de tiempo real el ingreso, variación de carga y salida de las unidades, está bajo coordinación del CENACE.

HORA PUBLICACION WEB:

15:10

Fecha: viernes 21 de noviembre de 2014

EMPRESA	PAUTH	MAZAH	PUCAH	MLANH	BABAH	AGOYH	SFRAN	CUMBHA	NAYOHA	GUANIHA	PASOHA	CHLHA	OCANH	SAUCHA	SAYMISA	SAYSISA	ALAOHA	RBLAHA	AMBHA	SMIGHA	LPLAHA	EL1SHA	EL2SHA	CARMHA	RECUHA	LOREHA	PAPAHHA	HABAH	SBN	CALON	PENHA	CMORHA	SALFRVPH	SASCTN01	ECOETN01	VLLRAG01	EDOSTN01	DESTN01	DESTN02	DESTN03		
0 - 1	110.0			55.0		74.0	110.0	10.0	8.9	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3		0.5	1.2		36.0	14.0	2.0	14.0	4.3	3.6	4.3		
1 - 2	110.0			55.0		74.0	110.0	10.0	8.9	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3		0.5	1.2		36.0	14.0	2.4	14.0	4.3	3.6	4.3		
2 - 3	110.0		10.0	55.0		74.0	110.0	10.0	8.9	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3		0.5	1.2		36.0	14.0	3.1	14.0	4.3	3.6	4.3		
3 - 4	110.0		10.0	55.0		74.0	110.0	10.0	8.9	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	2.7	0.5	1.2		36.0	14.0	3.0	14.0	4.3	3.6	4.3		
4 - 5	110.0		10.0	55.0		74.0	110.0	10.0	8.9	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	2.7	0.5	1.2		36.0	14.0	0.7	14.0	4.3	3.6	4.3		
5 - 6	143.2		10.0	55.0		74.0	110.0	10.0	8.9	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	2.7	0.5	1.2		36.0	14.0	0.3	14.0	4.3	3.6	4.3		
6 - 7	110.0		10.0	55.0		74.0	110.0	10.0	8.9	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	2.7	0.5	1.2	0.1	36.0	14.0	0.6	14.0	4.3	3.6	4.3		
7 - 8	325.4		10.0	55.0		74.0	110.0	10.0	8.9	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	3.0	0.5	1.2	0.5	36.0	14.0	0.7	14.0	4.3	3.6	4.3		
8 - 9	401.8	65.0	60.0	55.0		74.0	110.0	16.0	15.8	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	3.5	0.5	1.2	1.1	36.0	14.0	0.6	14.0	4.3	3.6	4.3		
9 - 10	487.4	170.0	73.0	55.0		74.0	110.0	16.0	15.8	8.7	3.0	1.8	10.0	20.5	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	3.5	0.5	1.2	1.3	36.0	14.0	0.9	14.0	4.3	3.6	4.3		
10 - 11	693.8	170.0	73.0	55.0		74.0	110.0	16.0	15.8	8.7	3.0	1.8	10.0	20.5	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	5.4	0.5	1.2	1.6	36.0	14.0	1.2	14.0	4.3	3.6	4.3		
11 - 12	720.4	170.0	73.0	55.0		74.0	110.0	18.0	18.3	8.7	3.0	1.8	10.0	20.5	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	5.4	0.5	1.2	1.9	36.0	14.0	1.5	14.0	4.3	3.6	4.3		
12 - 13	649.1	170.0	73.0	55.0		74.0	110.0	18.0	18.3	8.7	3.0	1.8	10.0	20.5	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	5.4	0.5	1.2	1.7	36.0	14.0	7.2	14.0	4.3	3.6	4.3		
13 - 14	698.3	170.0	73.0	55.0		74.0	110.0	18.0	18.3	8.7	3.0	1.8	10.0	20.5	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	5.4	0.5	1.2	1.4	36.0	14.0	9.1	14.0	4.3	3.6	4.3		
14 - 15	747.1	170.0	73.0	55.0		74.0	110.0	18.0	18.3	8.7	3.0	1.8	10.0	20.5	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	5.4	0.5	1.2	1.2	36.0	14.0	8.6	14.0	4.3	3.6	4.3		
15 - 16	703.0	170.0	73.0	55.0		74.0	110.0	18.0	18.3	8.7	3.0	1.8	10.0	20.5	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	5.4	0.5	1.2	0.9	36.0	14.0	7.4	14.0	4.3	3.6	4.3		
16 - 17	605.3	170.0	73.0	110.0		74.0	110.0	18.0	18.3	8.7	3.0	1.8	10.0	20.5	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	5.4	0.5	1.2	0.2	36.0	14.0	5.7	14.0	4.3	3.6	4.3		
17 - 18	423.8	130.0	73.0	110.0		74.0	110.0	18.0	18.3	8.7	3.0	1.8	10.0	20.5	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	5.2	0.5	1.2		36.0	14.0	6.1	14.0	4.3	3.6	4.3		
18 - 19	738.0	170.0	73.0	174.0	18.0	148.0	210.0	32.0	29.7	8.7	3.0	1.8	20.0	24.0	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	5.2	0.5	1.2		36.0	14.0	4.2	14.0	4.3	3.6	4.3		
19 - 20	616.0	170.0	73.0	174.0	18.0	148.0	210.0	32.0	29.7	8.7	3.0	1.8	20.0	24.0	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	4.5	0.5	1.2		36.0	14.0	3.8	14.0	4.3	3.6	4.3		
20 - 21	507.3	170.0	73.0	174.0	18.0	148.0	210.0	32.0	29.7	8.7	3.0	1.8	20.0	24.0	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	3.5	0.5	1.2		36.0	14.0	2.4	14.0	4.3	3.6	4.3		
21 - 22	367.2	65.0	10.0	110.0		148.0	210.0	27.0	26.0	8.7	3.0	1.8	10.0	24.0	8.0	7.5	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	2.7	0.5	1.2		36.0	14.0	1.2	14.0	4.3	3.6	4.3		
22 - 23	390.0			55.0		110.0	160.0	20.0	20.8	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	2.7	0.5	1.2		36.0	14.0	1.0	14.0	4.3	3.6	4.3		
23 - 24	133.1			55.0		110.0	160.0	18.0	18.3	8.7	3.0	1.8	10.0	17.0	6.0	7.0	7.6	1.8	6.0	2.9	0.8	2.0	2.4	6.0	7.0	1.7	2.0	38.5	4.3	2.7	0.5	1.2		36.0	14.0	1.5	14.0	4.3	3.6	4.3		
ENERGIA	10,000.0	2,130.0	1,005.9	1,842.0	54.0	2,144.0	3,140.0	415.0	400.9	208.8	72.0	43.2	270.0	467.5	0.0	170.0	174.5	182.4	43.2	144.0	70.6	39.2	48.0	57.6	144.0	168.0	40.8	48.0	924.0	103.2	82.4	12.0	28.8	11.3	864.0	336.0	75.2	336.0	6,220.9	5,278.2	6,228.1	
COMBUSTIBLES(gal)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.3	864.0	336.0	75.2	336.0	6,220.9	5,278.2	6,228.1	
Neto Variable borries (enve. USD/MWh)	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000	0.2000

Nota: Los valores de generación horarios se encuentran en MWh y corresponden a la potencia Bruta. Los valores de energía de las plantas y unidades se encuentran en MWh.

Centrales Térmicas Machale Gas y Machale Gas 2, el consumo está en miles de pies cúbicos.

Esquema de reserva: Todas las máquinas aportan a RPF: 2.0 % por encima de su potencia efectiva. C. H. Puata realiza RSF: 5 % de la demanda total en todo el periodo de 0:00 a 23:59.

Costos variables declarados por los agentes por el mes de noviembre con precios de combustibles recibidos por EP PETROCUADOR

Valores: fuel oil 4 = 0.6678 USD/gal, Diesel ejecutivo 138, fuel oil 4 = 0.4800 USD/gal, Diesel ejecutivo 1191, Diesel 2 = 0.020284 USD/gal, NAFTA = 0.6547 USD/gal, Decreto ejecutivo 1138, Residue ESM = 11.22 USD/barrel (No incluyen IVA)

COSTO DE PRODUCCION 1718.19 miles de dólares

EMPRESA	TGM2TT004	TGM2TT002	TGMATT002	TGM2TT001	TGM2TT003	TGM2TT005	ESM2TMC01	BEL3TMC03	BEL3TMC02	BEL3TMC01	ESM2TMC02	SHERTMC04	SHERTMC03	SHERTMC06	SHERTMC05	SHERTMC01	JARATMC01	GZEVTVAR03	SEL2TMC01	MAN2TMC01	GZEVTVAR02	QUE2TMC01	GUAT2TMC01	JW3TMC02	JW3TMC04	JW3TMC01	JW3TMC03	MRATMC12	GROCTMC04	ATINTT001	QUANTMC06	QUANTMC03	QUANTMC04	GROCTMC05	GROCTMC01	GROCTMC07	GROCTMC06	GROCTMC02	GROCTMC03	TGUATMC01					
NORA																																													
0 - 1	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
1 - 2	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
2 - 3	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
3 - 4	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
4 - 5	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
5 - 6	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
6 - 7	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
7 - 8	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
8 - 9	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
9 - 10	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
10 - 11	20.0	20.0	67.6	20.0	16.3	13.0	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
11 - 12	20.0	20.0	67.6	20.0	18.8	13.0	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
12 - 13	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	13.2	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
13 - 14	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	15.8	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
14 - 15	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	20.0	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
15 - 16	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	20.0	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
16 - 17	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	20.0	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
17 - 18	20.0	20.0	67.6	19.9	13.0	13.0	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
18 - 19	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	20.0	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
19 - 20	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	20.0	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
20 - 21	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
21 - 22	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
22 - 23	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
23 - 24	20.0	20.0	67.6	20.0	20.0	-	28.0	12.6	12.6	12.6	28.0	5.2	5.2	5.2	5.2	5.2	61.3	72.0	74.4	15.8	65.0	80.0	16.1	10.5	10.5	10.5	10.5	10.5	4.0	3.5	40.0	5.1	5.1	5.0	3.5	-	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	20.0			
ENERGIA	480.0	480.0	1,622.4	479.9	468.1	168.0	672.0	302.4	302.4	302.4	672.0	124.8	124.8	124.8	124.8	124.8	1,471.2	1,728.0	1,785.6	379.0	1,560.0	1,920.0	386.4	252.0	252.0	252.0	252.0	96.0	84.0	960.0	122.4	122.4	120.0	84.0	45.5	84.0	84.0	84.0	84.0	84.0	480.0				
COMBUSTIBLES(gal)	5,020.8	5,025.6	17,814.0	5,077.3	4,966.7	1,777.3	39,527.0	16,435.4	16,577.6	16,662.2	39,527.0	7,481.8	7,495.5	7,513.0	7,518.0	7,545.4	87,565.8	122,377.0	109,082.3	23,393.2	118,357.2	118,156.8	22,078.9	14,230.4	14,230.4	14,230.4	14,230.4	6,000.0	5,563.3	67,987.2	7,418.7	7,418.7	7,273.2	5,563.3	3,013.5	5,563.3	5,563.3	5,563.3	5,563.3	5,563.3	31,435.2				
pto Variable bornes (cve. USD/kWh)	3.5005	3.5055	3.5370	3.5421	3.5429	3.5463	3.6740	3.7184	3.7442	3.7589	3.8068	3.9114	3.9165	3.9232	3.9249	3.9351	4.5946	4.6838	4.6935	4.6975	4.9801	5.4240	5.4364	5.8787	5.8787	5.8787	5.8787	6.4563	6.5928	6.6840	6.6892	6.6892	6.7546	6.7674	6.7674	6.7674	6.8397	6.8548	6.8548	6.8550					

COSTO

(1) Costos Variables de Producción en Bornes del Generador.
(2) Precios/Barras de Mercado 5/E Pascuales 230 kV
(3) Valores referenciados sin implicaciones Comerciales

EMPRESA	TGUATMC02	TGUATMC03	TGUATMC04	PROPTMC02	JVZTMC02	JVZTMC01	EQRTTG02	EGARTTG01	EQRTTG03	QUANTMC01	MRATMC11	ATNTTG02	CATATMC07	VICDTG01	PROPTMC03	GZEDTTG04	ASANTTG01	CATATMC10	LORETMC01	DAYUTMC01	LOECUA23	DEMANDA (MW)	PRECIO (USD/MWh)	RSF SISTEMA(3) MW	CUACOL02	CUACOL01	CUAPERU23
HORA																											
0 - 1	40.0	40.0	7.0	2.6	-	-	48.8	96.0	-	-	-	-	2.2	55.0	-	-	-	-	-	-	-	460.0	2,133.6	8.4410	106.6814		
1 - 2	40.0	40.0	7.0	-	-	-	25.3	55.0	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	448.0	2,050.7	7.4131	102.5375		
2 - 3	40.0	40.0	7.0	-	-	-	25.4	55.0	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	387.0	2,002.5	7.4131	100.1265		
3 - 4	40.0	40.0	7.0	-	-	-	25.0	55.0	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	387.0	2,004.7	7.4131	100.2341		
4 - 5	40.0	40.0	7.0	-	-	-	25.2	55.0	-	-	-	-	-	55.0	-	-	-	-	-	-	-	457.0	2,072.7	7.4131	103.6339		
5 - 6	40.0	40.0	7.0	2.6	-	-	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	55.0	-	-	-	-	-	-	-	420.0	2,228.1	8.4410	111.4099		
6 - 7	40.0	40.0	7.0	2.6	-	-	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	55.0	-	-	-	-	-	-	-	420.0	2,204.9	8.4410	110.2470		
7 - 8	40.0	40.0	7.0	2.6	-	-	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	55.0	-	-	-	-	-	-	-	420.0	2,408.0	8.4410	120.4012		
8 - 9	40.0	30.0	-	2.6	-	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	-	-	-	2.0	-	-	420.0	2,052.3	9.3718	132.6185		
9 - 10	40.0	30.0	-	2.6	-	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	-	-	30.0	2.0	1.0	0.8	340.0	2,794.4	9.2511	139.7182		
10 - 11	40.0	30.0	-	2.6	-	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	20.0	30.0	2.0	1.0	0.8	210.0	2,802.6	9.1443	145.1279			
11 - 12	40.0	30.0	-	2.6	-	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	20.0	30.0	2.0	1.0	0.8	200.0	2,926.8	9.1443	146.3389			
12 - 13	40.0	30.0	-	2.6	-	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	20.0	20.0	1.1	1.0	0.8	210.0	2,862.0	8.9064	145.0990			
13 - 14	40.0	30.0	-	2.6	-	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	20.0	20.0	1.2	1.0	0.8	210.0	2,935.0	9.2511	146.7479			
14 - 15	40.0	30.0	-	2.6	-	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	20.0	20.0	2.0	1.0	0.8	210.0	2,988.0	14.1586	149.4024			
15 - 16	40.0	30.0	-	2.6	-	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	20.0	20.0	2.0	1.0	0.8	210.0	2,941.9	14.1586	147.0289			
16 - 17	40.0	30.0	-	2.6	-	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	3.4	30.0	2.0	1.0	0.8	210.0	2,876.8	9.1443	143.8383			
17 - 18	40.0	40.0	7.0	2.6	5.0	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	8.0	-	2.0	1.0	0.8	410.0	2,851.7	8.9064	142.5860			
18 - 19	40.0	40.0	7.0	2.6	5.0	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	20.0	-	2.0	1.0	0.8	210.0	3,308.6	14.1586	165.4248			
19 - 20	40.0	40.0	7.0	2.6	5.0	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	20.0	-	2.0	1.0	0.8	230.0	3,325.5	14.1586	161.2735			
20 - 21	40.0	40.0	7.0	2.6	5.0	5.0	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	2.0	-	-	2.0	1.0	0.8	230.0	3,074.3	14.1586	153.7169			
21 - 22	40.0	40.0	7.0	2.6	5.0	-	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	102.0	-	-	-	2.0	-	-	-	420.0	2,844.6	9.3718	142.2299		
22 - 23	40.0	40.0	7.0	2.6	5.0	-	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	67.2	-	-	-	2.0	-	-	-	420.0	2,352.8	8.9064	129.6391		
23 - 24	40.0	40.0	7.0	2.6	5.0	-	48.8	96.0	47.6	5.1	4.5	33.0	2.3	55.0	-	-	-	2.0	-	-	-	460.0	2,356.9	8.9064	117.8459		
ENERGIA	960.0	870.0	105.0	52.0	35.0	65.0	1,077.5	2,140.0	903.8	96.9	85.5	627.0	45.9	1,990.2	26.0	168.0	110.0	30.3	12.0	10.9	7,997.0	63,239.4					
COMBUSTIBLES(gal)	63,158.4	57,498.3	6,972.0	3,880.8	2,258.2	4,193.8	72,851.0	184,489.4	62,942.7	5,873.1	5,343.8	56,436.3	3,288.8	192,116.5	1,999.9	16,439.6	10,556.7	2,412.4	1,000.0	909.0							
Costo Variable por MWh (en USD/MWh)	6.8698	6.8846	6.8996	7.1094	7.2300	7.2300	7.4131	7.5096	7.9603	8.1903	8.2451	8.3723	8.4410	8.9064	9.1154	9.1443	9.2511	9.3718	14.0086	14.1586							

COSTO

PRECIOS EN BARRA DE MERCADO

USD/MWh	
BASE	8.1
MEDIA	10.2
PUNTA	12.3
DIARIO	10.9

COMPOSICIÓN DE GENERACIÓN

	MWh	%
HIDRO	24654.0	39.0%
TERMICO	30588.4	48.4%
INTERCONEXION	7997.0	12.6%

TOTAL 63239.4

Consumo de Combustibles

Tipo	gal
Gas Natural*	39,681.69
Fuel Oil 4	399,491.71
Fuel Oil 6	857,606.38
Diésel	483,312.90
*Miles de pies cúbicos	

CO2 eq/MWh 0.6796

[1] Costos Variables de Producción en Borneos del Generador.
[2] Precios en Barra de Mercado 5/6 Pascuales 230 kV
[3] Valores referenciales sin implicaciones Comerciales